経済産業省

参考資料２

～自主的取組･競争状態のモニタリング報告～
（平成３０年１０月～１２月期）

平成３１年４月１日（月）

電力･ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

電力市場のモニタリング報告

【2018年10月-12月期報告】

◆ 卸電力市場
- 卸電力取引所
  - スポット市場
  - 時間前市場
  - 先渡取引市場

◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
- 余剰電力の取引所への供出
- 売買両建て入札の実施
- グロス・ビディングの状況
- 時間前市場への入札可能量
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 相対取引の状況

【中長期推移報告】

◆ 卸電力市場
- 卸電力取引所
  - 約定量の推移
  - 約定価格の推移
  - 市場の指標性の推移
- 新電力の電力調達の状況

◆ 小売市場
- シェアの推移
- 部分供給の実施状況
- スイッチングの申し込み状況

2018年10月
～12月期

今回のモニタリング報告の要点

【取引所の状況】

JEPXにおける取引量（約定量）が我が国電力需要に占めるシェアは、2018年10月1日より開始された間接オークションの影響もあり、2018年12月時点で34.2%（前年同時期対比4.4倍）に上昇。なお、2018年10月～12月期（以下「当期間」という。）では平均32.3%（前年同時期対比で3.9倍）。

＜スポット市場＞

- 当期間の約定量　：637億kWh（前年同時期対比3.9倍）。
  うち、旧一般電気事業者の売り約定量：393億kWh（前年同時期対比3.1倍）。
  新電力事業者の買い約定量：205億kWh（前年同時期対比2.0倍）。

＜時間前市場＞

- 今回より旧一般電気事業者の時間前市場への入札可能量を記載。入札可能量は、サンプルとした特定日のコマ平均327万kWh。
- 当期間の約定量　：4.9億kWh（前年同時期対比0.9倍）。

【電発電源の切出し】

- 北陸電力　：　2019年4月から1万kWの切出しを開始する方向で協議中。
- 九州電力　：　2019年4月からの+2万kWの切出し増量について契約締結済。

【相対取引の状況】

- グループ外への相対取引による供給量（2018年12月時点）：21.9億kWh （前年同時期対比2.9倍）。

【競争の状況】

- 新電力の販売電力量（当期間）：287億kWh（前年同時期対比1.1倍、前年同時期253億kWh）。
- 新電力シェア（2018年12月時点 ）　：特別高圧・高圧分野　16.4%（2018年9月時点では、15.5%）。
  低圧分野　12.1%（2018年9月時点では、11.7%）。

※注　なお、新電力の販売電力シェアが高い地域として、北海道、東京、関西が挙げられる。

2018年10月
～12月期

主要指標

○ 当期間における主要指標は、次のとおり。

				今回の御報告内容 2018年10月～12月	参考 前年同時期 （2017年10月～12月）	2017年度 （2017年4月～2018年3月）	2016年度 （2016年4月～2017年3月）
卸電力取引所	スポット市場	入札	売り入札量前年同時期対比	2.3倍	1.3倍	1.4倍	1.1倍
			買い入札量前年同時期対比	2.5倍	2.0倍	1.9倍	1.6倍
		約定	約定量	637億kWh	163億kWh	586億kWh	230億kWh
			約定量前年同時期対比	3.9倍	2.9倍	2.6倍	1.5倍
			平均約定価格（システムプライス）	9.91円/kWh	9.34円/kWh	9.72円/kWh	8.46円/kWh
		東西市場分断発生率		84.9%	71.2%	70.5%	56.8%
	時間前市場	約定	約定量	4.9億kWh	5.3億kWh	22.3億kWh	16.6億kWh
			平均約定価格	10.06円/kWh	9.80円/kWh	9.98円/kWh	8.76円/kWh
	販売電力量に対するシェア			32.3%	8.2%	7.1%	2.9%
小売市場（参考）※	販売電力量			1,988億kWh	2,048億kWh	8,603億kWh	8,473億kWh
		新電力		287億kWh	253億kWh	1020億kWh	662億kWh

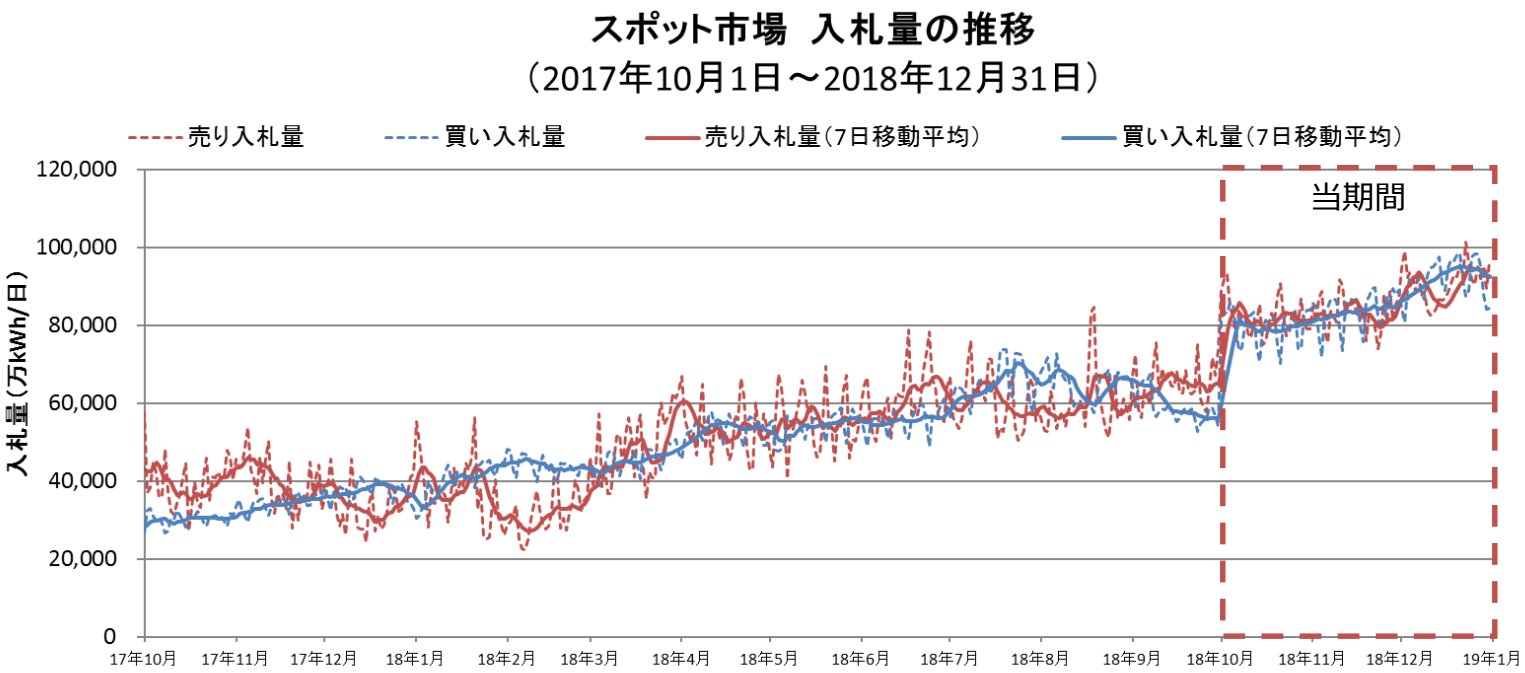
※ 出所：電力調査統計、電力取引報

2018年10月
～12月期

スポット市場の入札量

○ 当期間におけるスポット市場の入札量は、売り入札量は787億kWh、買い入札量は786億kWhであった。

○ 前年同時期対比は、売り入札量は2.3倍、買い入札量は2.5倍となっている。



主要データ

売り入札量（2018年10月-2018年12月）	787 億kWh
売り入札量の前年同時期対比（対2017年10月-2017年12月）	2.3 倍
買い入札量（2018年10月-2018年12月）	786 億kWh
買い入札量の前年同時期対比（対2017年10月-2017年12月）	2.5 倍

2018年10月
～12月期

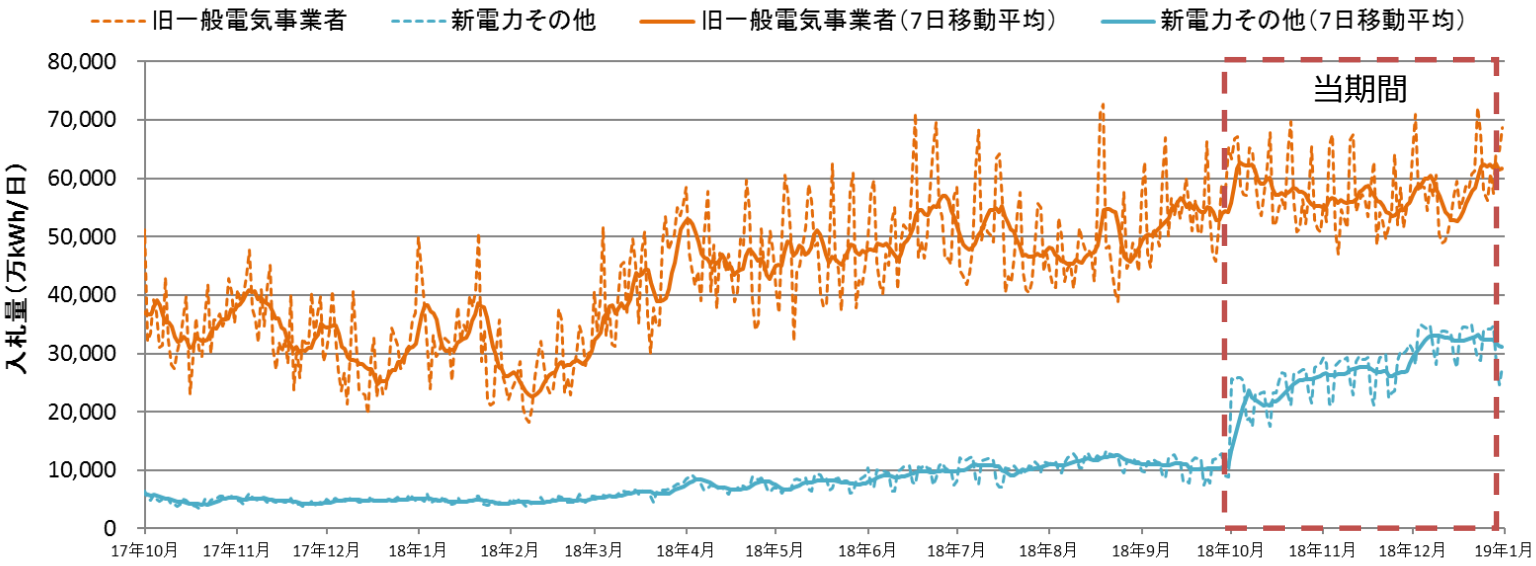
事業者区分別のスポット市場売り入札量

○ 当期間におけるスポット市場の売り入札量は、旧一般電気事業者は532億kWh、新電力その他の事業者は256億kWhであった。

○ スポット市場の売り入札量の大部分（68%）は、旧一般電気事業者によるものとなっているが、割合は低下している。

○ 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は1.8倍、新電力その他の事業者は5.8倍となっている。

スポット市場　売り入札量の推移
（2017年10月1日～2018年12月31日）



※ 旧一般電気事業者による売り入札量は、一般送配電事業者によるFIT売電分を含む。

主要データ

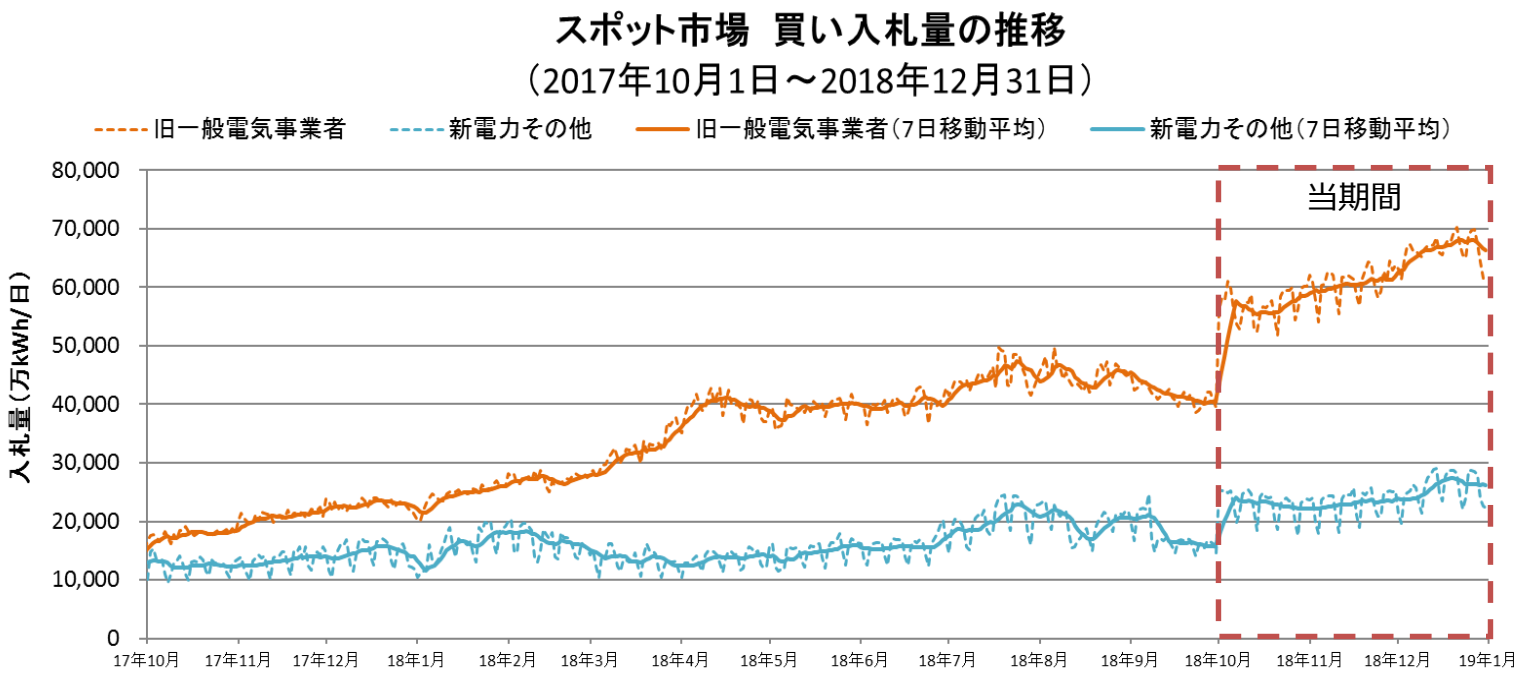
旧一般電気事業者による売り入札量（2018年10月-2018年12月）	532 億kWh
旧一般電気事業者による売り入札量の前年同時期対比（対2017年10月-2017年12月）	1.8 倍
新電力その他の事業者による売り入札量（2018年10月-2018年12月）	256 億kWh
新電力その他の事業者による売り入札量の前年同時期対比（対2017年10月-2017年12月）	5.8 倍

2018年10月
～12月期

事業者区分別のスポット市場買い入札量

○ 当期間におけるスポット市場の買い入札量は、旧一般電気事業者は565億kWh、新電力その他の事業者は221億kWhであった。

○ 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は3.0倍、新電力その他の事業者は1.8倍となっている。



主要データ

旧一般電気事業者による買い入札量（2018年10月-2018年12月）	565 億kWh
旧一般電気事業者による買い入札量の前年同時期対比（対2017年10月-2017年12月）	3.0 倍
新電力その他の事業者による買い入札量（2018年10月-2018年12月）	221 億kWh
新電力その他の事業者による買い入札量の前年同時期対比（対2017年10月-2017年12月）	1.8 倍

2018年10月
～12月期

スポット市場の約定量

○ 当期間におけるスポット市場の約定量の合計は637億kWhであった。

○ 前年同時期対比は、3.9倍となっている。

主要データ

約定量 （2018年10月-2018年12月）
637 億kWh

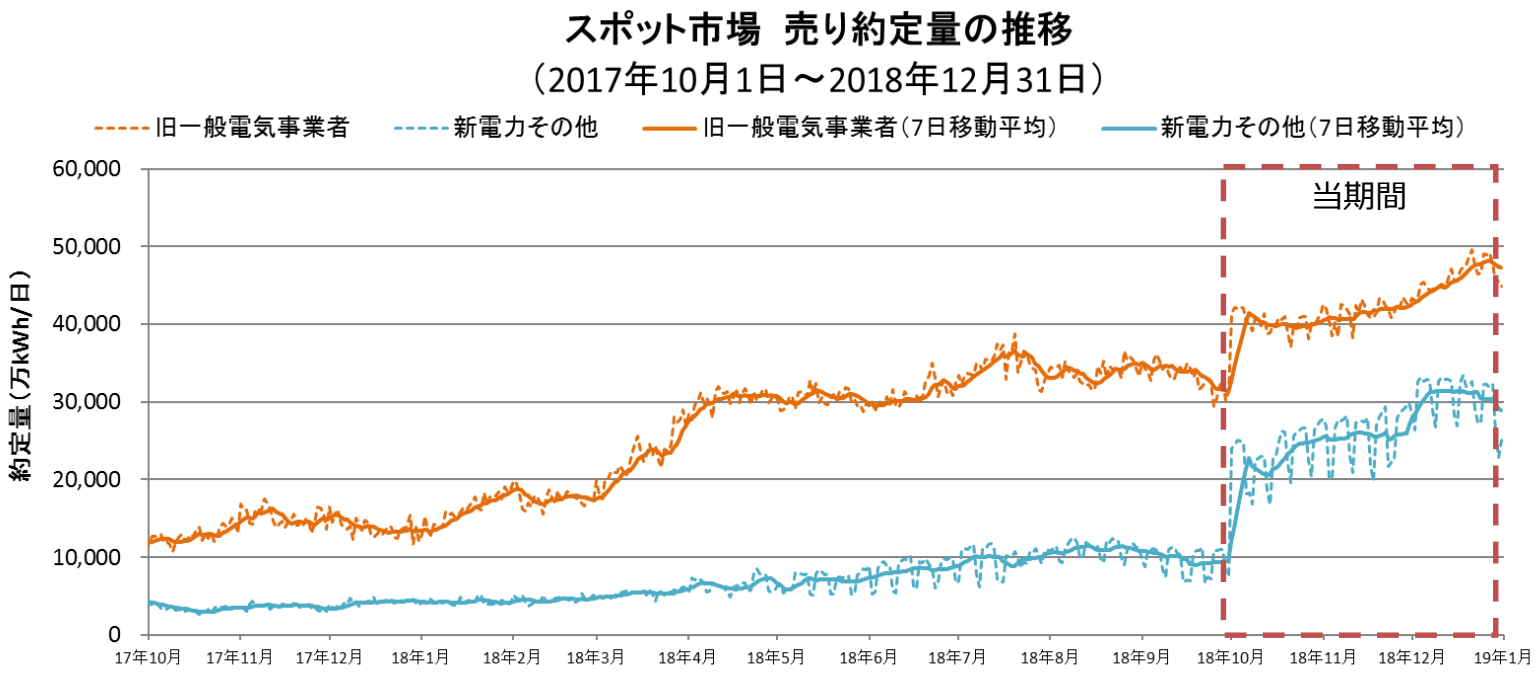
約定量の前年同時期対比 （対2017年10月-2017年12月）
3.9 倍

2018年10月
～12月期

事業者区分別のスポット市場売り約定量

○ 当期間におけるスポット市場の売り約定量は、旧一般電気事業者は393億kWh、新電力その他の事業者は245億kWhであった。

○ 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が3.1倍、新電力その他の事業者は7.1倍となっている。



※ 旧一般電気事業者による売り約定量は、一般送配電事業者によるFIT売電分を含む。

主要データ

旧一般電気事業者による売り約定量（2018年10月-2018年12月）	393 億kWh
旧一般電気事業者による売り約定量の前年同時期対比（対2017年10月-2017年12月）	3.1 倍
新電力その他の事業者による売り約定量（2018年10月-2018年12月）	245 億kWh
新電力その他の事業者による売り約定量の前年同時期対比（対2017年10月-2017年12月）	7.1 倍

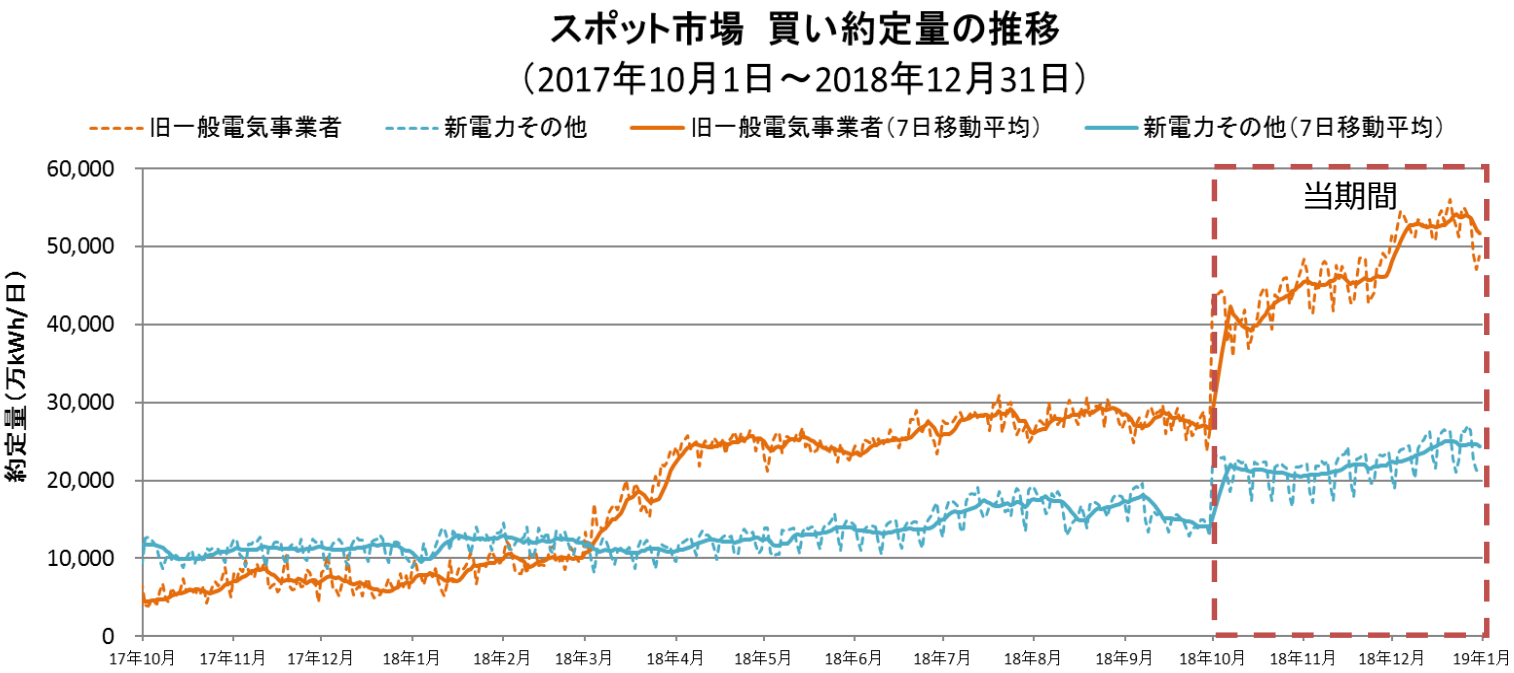
2018年10月
～12月期

事業者区分別のスポット市場買い約定量

○ 当期間におけるスポット市場の買い約定量は、旧一般電気事業者は432億kWh、新電力その他の事業者は205億kWhであった。

○ スポット市場の買い約定量の大部分（68%）が旧一般電気事業者によるものとなっている。

○ 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が7.1倍、新電力その他の事業者は2.0倍となっている。



主要データ

旧一般電気事業者による買い約定量（2018年10月-2018年12月）	432 億kWh
旧一般電気事業者による買い約定量の前年同時期対比（対2017年10月-2017年12月）	7.1 倍
新電力その他の事業者による買い約定量（2018年10月-2018年12月）	205 億kWh
新電力その他の事業者による買い約定量の前年同時期対比（対2017年10月-2017年12月）	2.0 倍

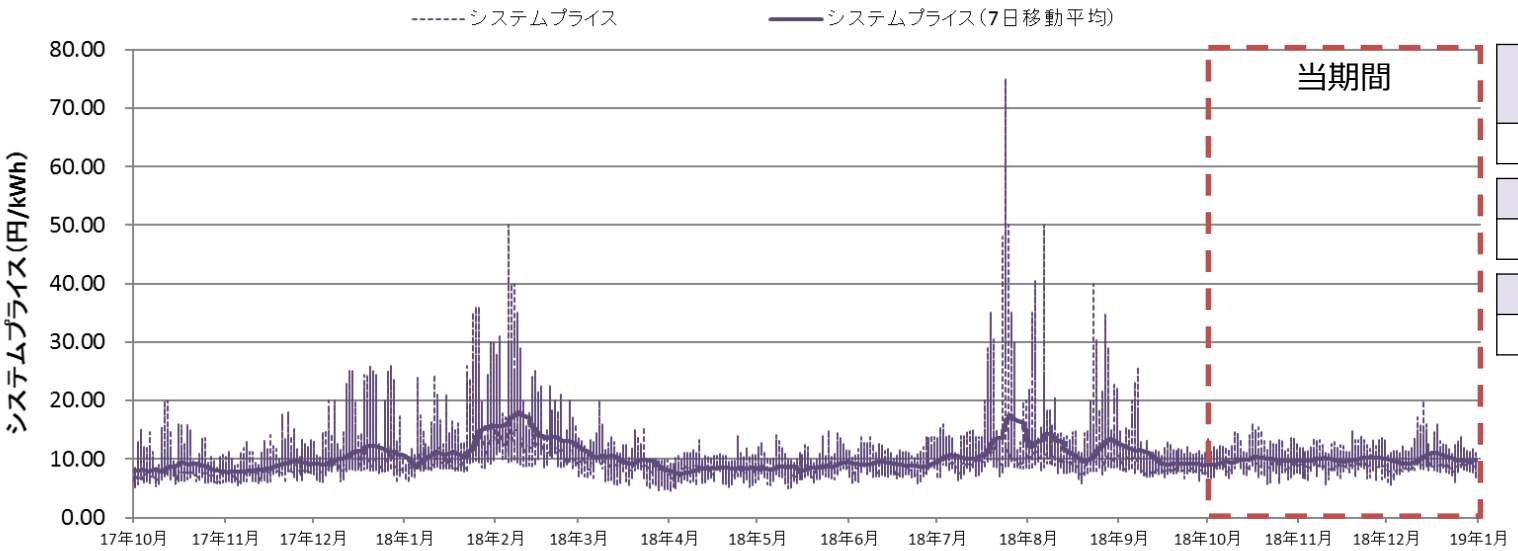
2018年10月
～12月期

スポット市場のシステムプライス

○ 当期間におけるスポット市場のシステムプライスは、平均9.91円/kWhであった。

○ 前回モニタリング報告時（2018年7月～9月を対象）の平均11.51円/kWhと比べて減少した。

スポット市場　システムプライスの推移
（2017年10月1日～2018年12月31日）



主要データ

平均システムプライス（2018年10月-2018年12月）
9.91 円/kWh

最高価格※1
20.00 円/kWh

最低価格※2
5.41 円/kWh

※1　最高価格 20.00円/kWhのコマ
12月13日　17:00-18:00

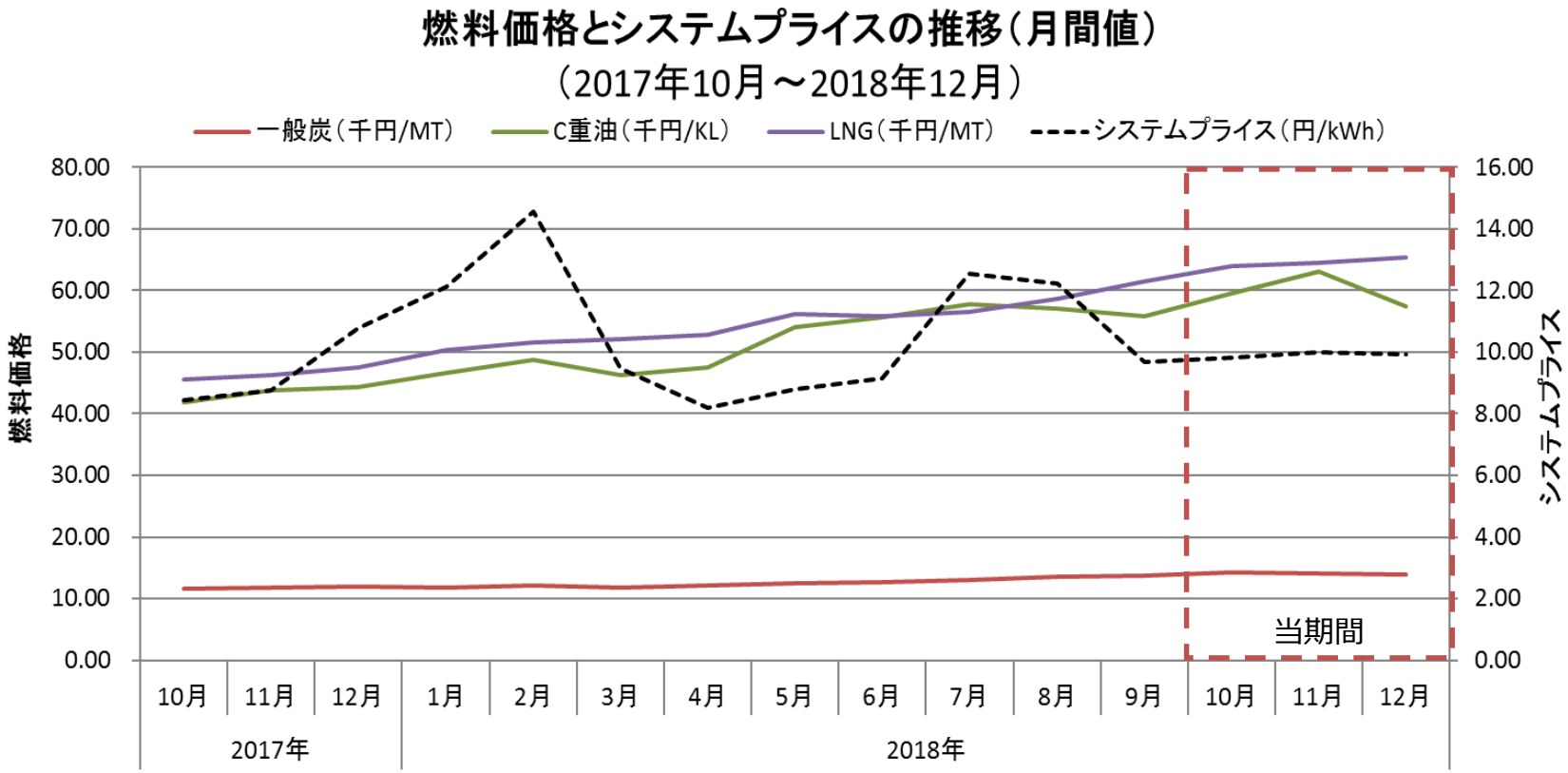
※2　最低価格　5.41円/kWhのコマ
12月2日　12:00-13:00

2018年10月
～12月期

燃料価格とシステムプライス

○ 12月の燃料価格を10月と比べると、LNGは上昇し、一般炭、C重油は減少した。12月のシステムプライスは10月と比べて上昇した。

○ 2016年中旬以降の燃料価格は、一般炭、C重油、LNGともに上昇しており、システムプライスも同様の傾向を示している。



出所：財務省　貿易統計より電力・ガス取引監視等委員会作成
※ 燃料価格は輸入CIF価格

2018年10月
～12月期

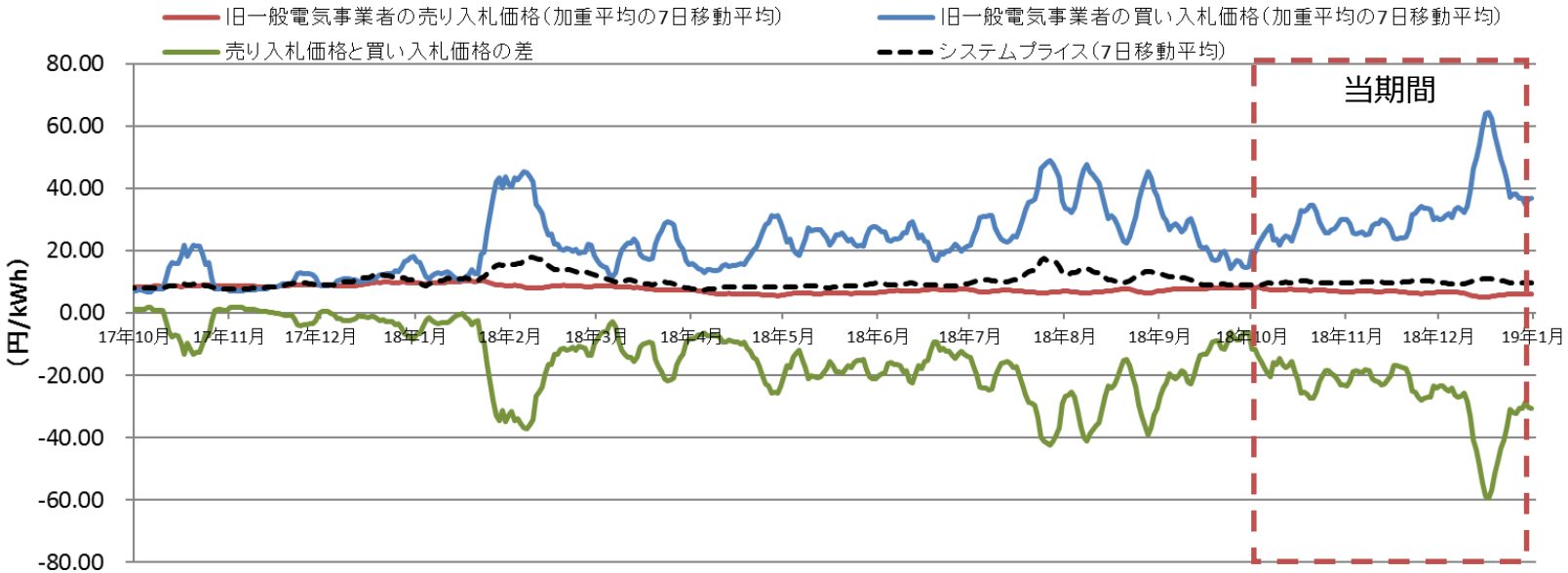
スポット市場の旧一般電気事業者による売買入札価格とシステムプライス

○ 当期間における旧一般電気事業者による売買入札価格（加重平均の7日移動平均値）を見ると、買い入札価格が大きく変動し、すべての日において売り入札価格を上回っている。

○ 2017年8月以降、売り入札価格と買い入札価格の差がマイナスの日が発生しているが、グロス・ビディングによる必要量の買戻しも含め加重平均で算定していることが要因となっている。

旧一般電気事業者による売買入札価格とシステムプライスの推移

（2017年10月1日～2018年12月31日）

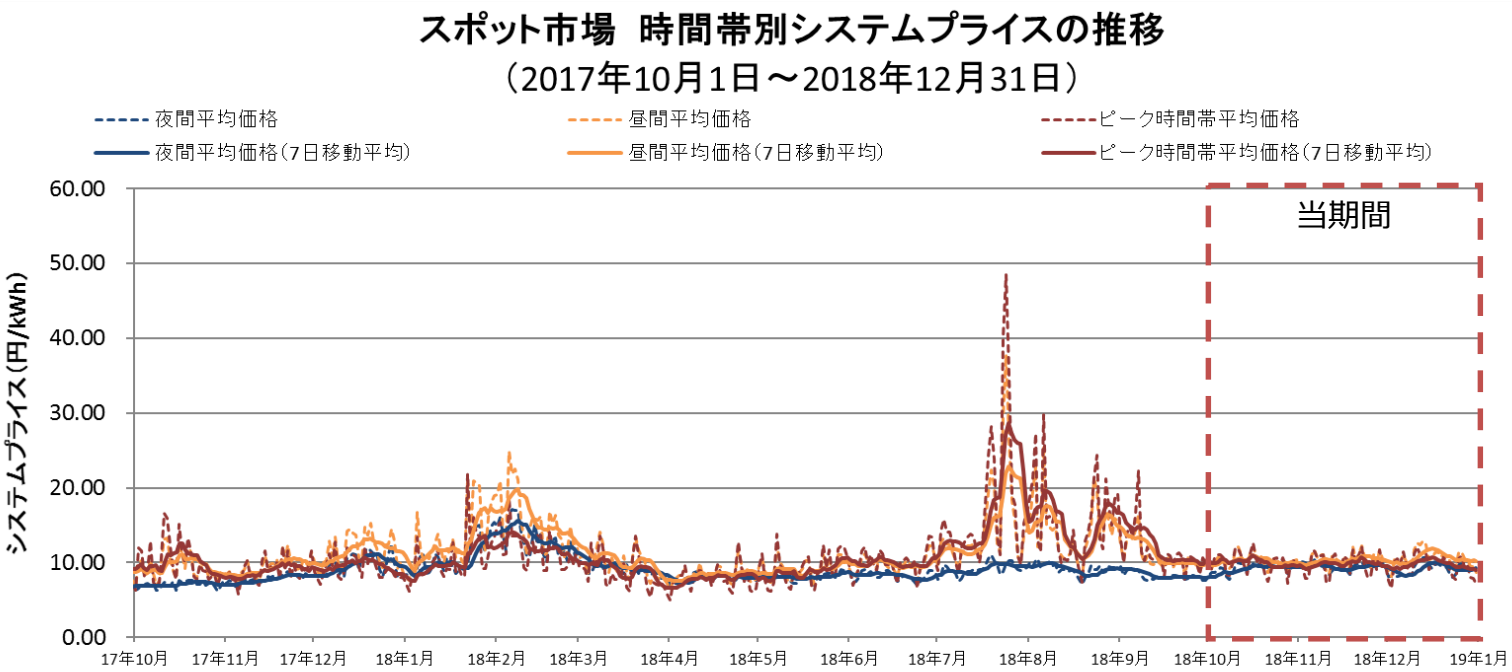


※ 旧一般電気事業者による売買入札価格には、間接オークションに伴う取引を含まない。

2018年10月
～12月期

スポット市場の時間帯別のシステムプライス

○ 当期間における時間帯別のシステムプライスを見ると、夜間平均価格は9.26円/kWh、昼間平均価格は10.36円/kWhとなっている。また、ピーク時間帯の平均価格は9.81円/kWhとなっている。



主要データ

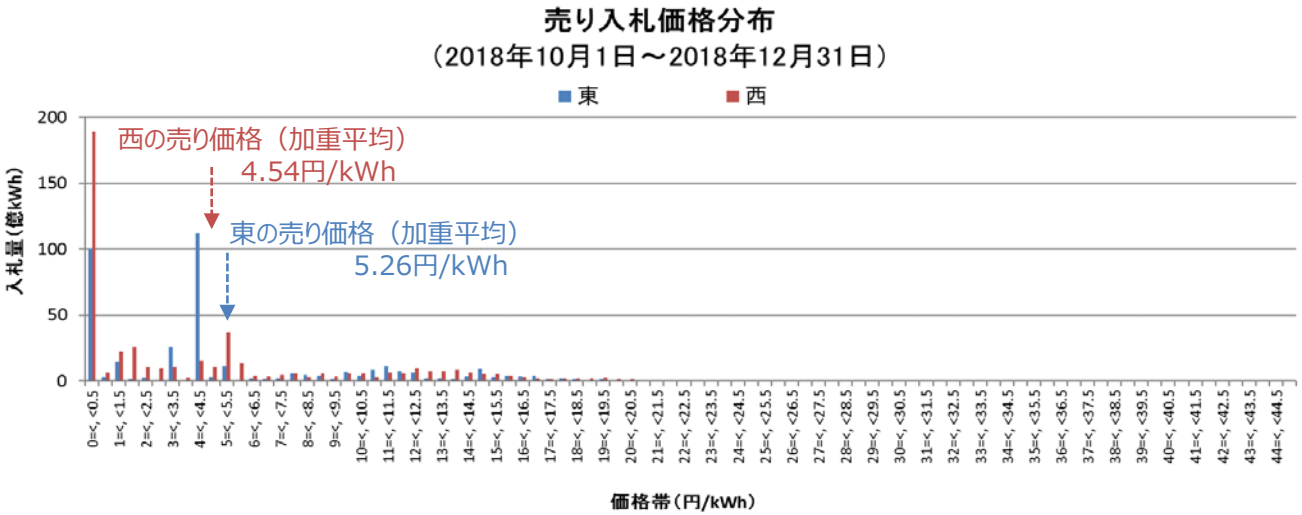
夜間平均価格（2018年10月-2018年12月）	9.26 円/kWh
昼間平均価格（2018年10月-2018年12月）	10.36 円/kWh
ピーク時間帯平均価格（2018年10月-2018年12月）	9.81 円/kWh

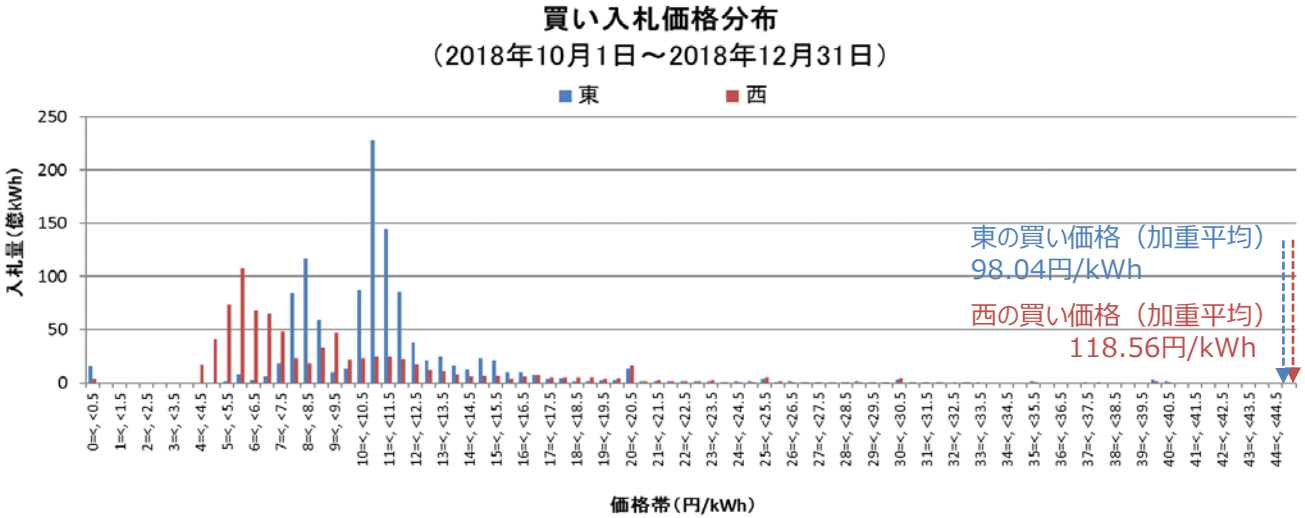
※ 夜間：22:00-8:00、昼間：8:00-22:00、ピーク時間帯：13:00-16:00

2018年10月
～12月期

スポット市場の東西入札価格分布

○ スポット市場の売り入札の平均価格は、東は5.26円/kWh、西は4.54円/kWhであった。また、買い入札の平均価格は、東は98.04円/kWh、西は118.56円/kWhであった。





スポット市場の売り入札平均価格

前回モニタリング報告時（2018年7月～9月）		今回（2018年10月～12月）	
東	西	東	西
7.76 円/kWh	6.04 円/kWh	5.26 円/kWh	4.54 円/kWh

スポット市場の買い入札平均価格

前回モニタリング報告時（2018年7月～9月）		今回（2018年10月～12月）	
東	西	東	西
50.21 円/kWh	22.48 円/kWh	98.04 円/kWh	118.56 円/kWh

※ 東：北海道、東北、東京エリア、西：中部、北陸、関西、中国、四国、九州エリア
※ 平均価格として、量による加重平均値を算出。また、価格が45円/kWh未満の入札について掲載。
※ 間接オークションに伴う入札をすべて含む。

2018年10月
～12月期

各地域間のスポット市場分断状況

○ 各地域間の市場分断状況を見ると、当期間平均の市場分断発生率は、北海道本州間連系線では97.2%、東京中部間連系線（FC）では84.9%であった。

各地域間連系線の月別分断発生率

北陸関西間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

中部北陸間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

北海道本州間連系線

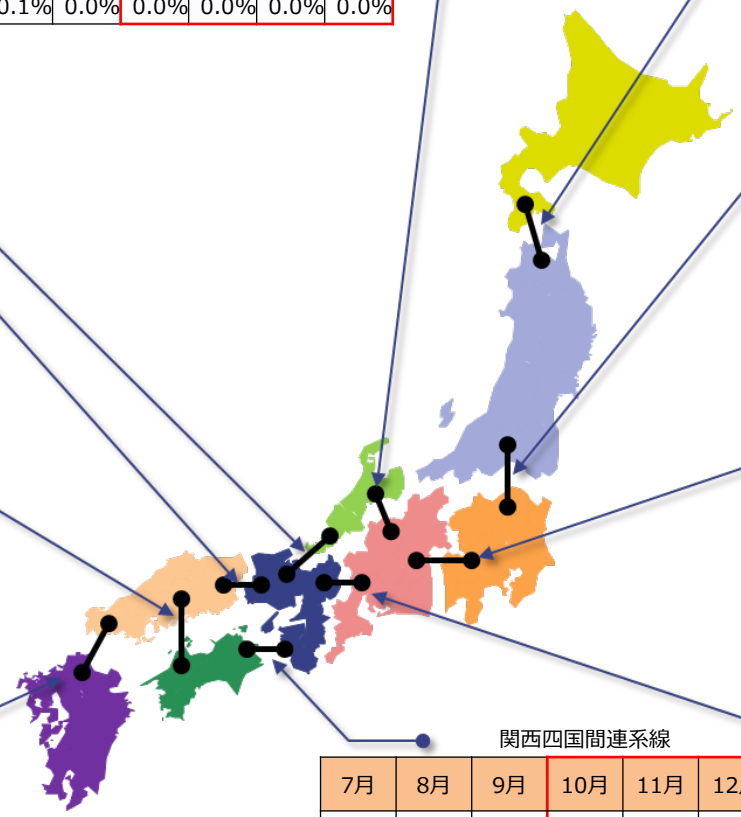
7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
73.8%	74.3%	87.1%	94.4%	98.5%	98.7%	97.2%

関西中国間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

東北東京間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
0.7%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%



中国四国間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.3%	0.2%

東京中部間連系線（FC）

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
61.0%	58.8%	84.7%	73.7%	85.2%	95.8%	84.9%

中国九州間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
56.2%	50.9%	30.6%	66.2%	42.4%	37.6%	48.8%

関西四国間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.3%	0.2%

中部関西間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

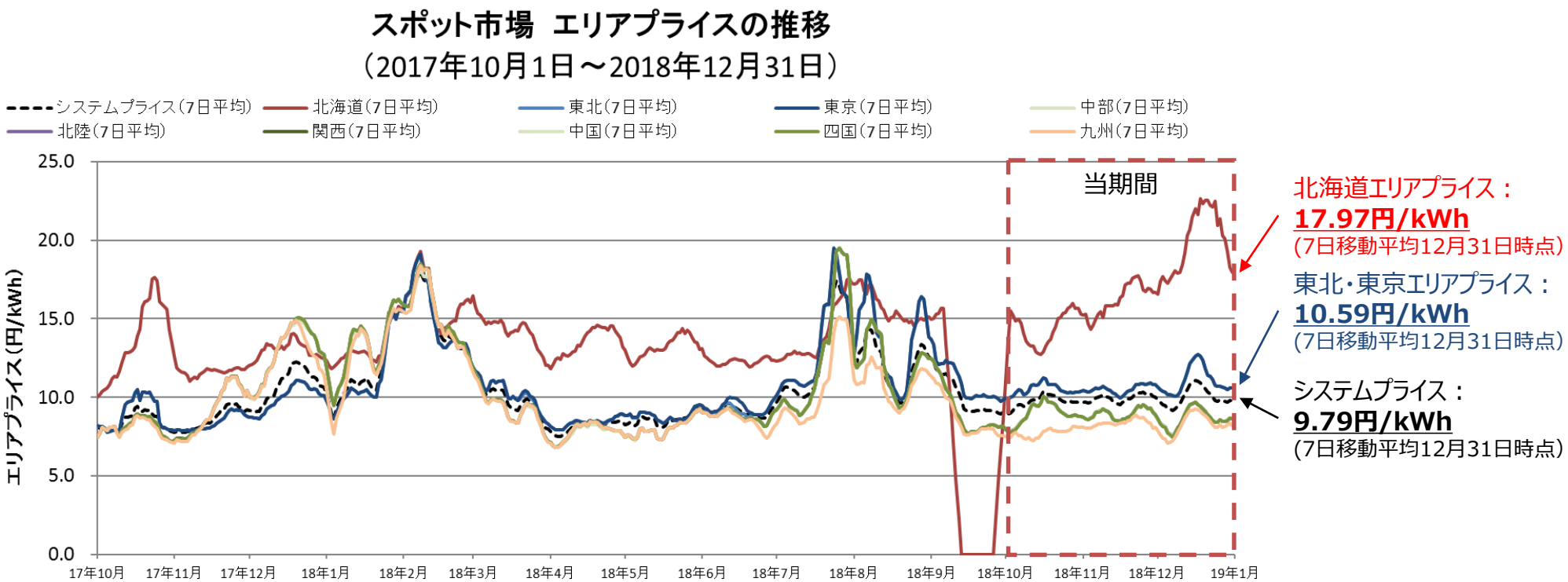
※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断の発生率（各月の取扱い商品数（30分毎48コマ/日 × 日数）のうち、市場分断が発生した商品数の比率）を示す。
※ 市場分断の発生には、連系線の作業が原因で発生しているものを含む。
※ 北海道エリアは、2018年9月7日～26日の期間において平成30年北海道胆振東部地震の影響によりスポット取引を停止。停止期間中は除外して算定。

2018年10月
～12月期

スポット市場のエリアプライス

○ 当期間におけるエリアプライス（7日移動平均）の推移を見ると、北海道エリアのエリアプライスとシステムプライスの値差が大きく推移している。

○ 12月末時点において、システムプライス9.79円/kWhに対して、北海道のエリアプライスは17.97円/kWh、東北・東京のエリアプライスは10.59円/kWh、中部・北陸・関西・中国・四国のエリアプライスは8.64円/kWh 、九州のエリアプライスは8.20円/kWhとなっている。



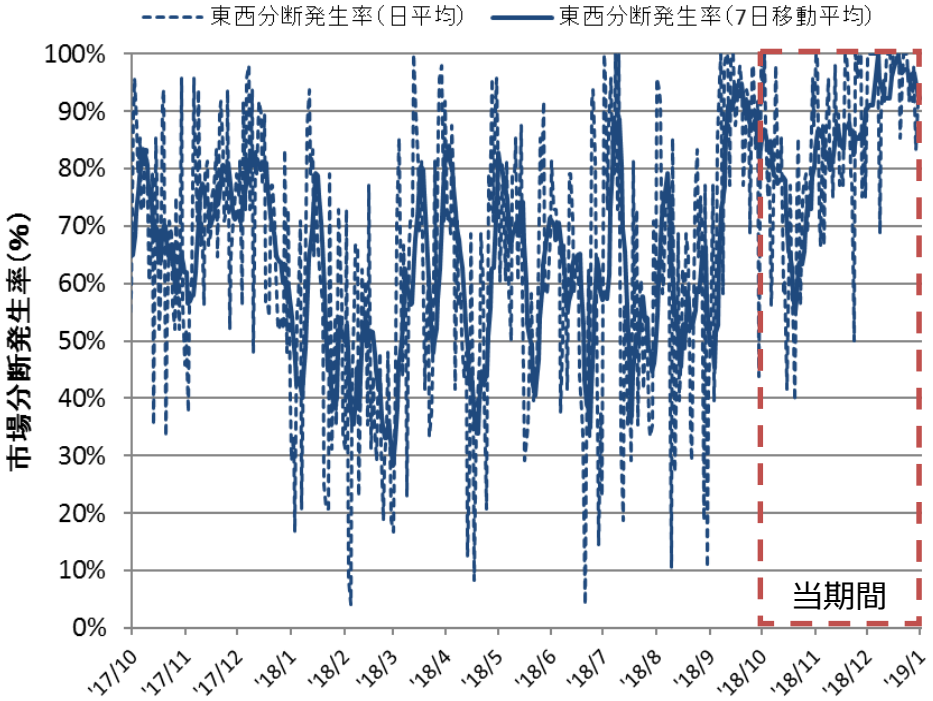
※ 北海道エリアは、2018年9月7日～26日の期間において平成30年北海道胆振東部地震の影響によりスポット取引を停止。エリアプライスは、0円/kWhとして算定。

2018年10月
～12月期

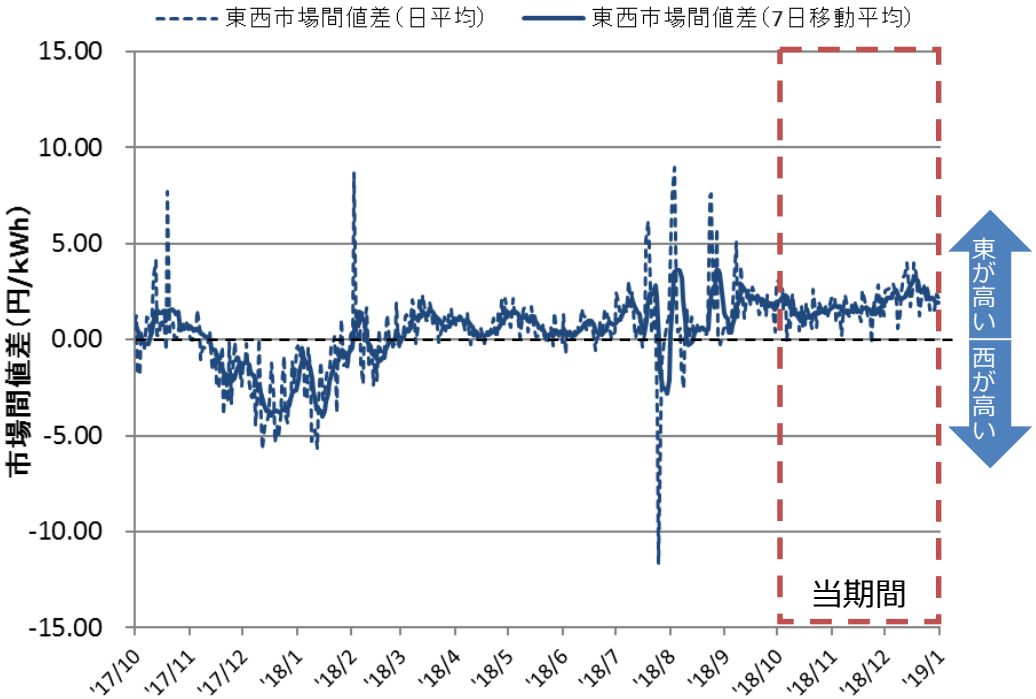
スポット市場の東西市場分断発生状況

○ 当期間における東西市場分断発生率は、平均84.9%となっている。
○ 当期間における東西市場間値差は、日平均約1.84円/kWh、最大値は4.00円/kWhであった。
○ 前回モニタリング報告時（2018年7月～9月を対象）と比べて、値差の変動が減少した。

東西市場分断発生率の推移*
（2017年10月1日～2018年12月31日）



東西市場間値差の推移**
（2017年10月1日～2018年12月31日）



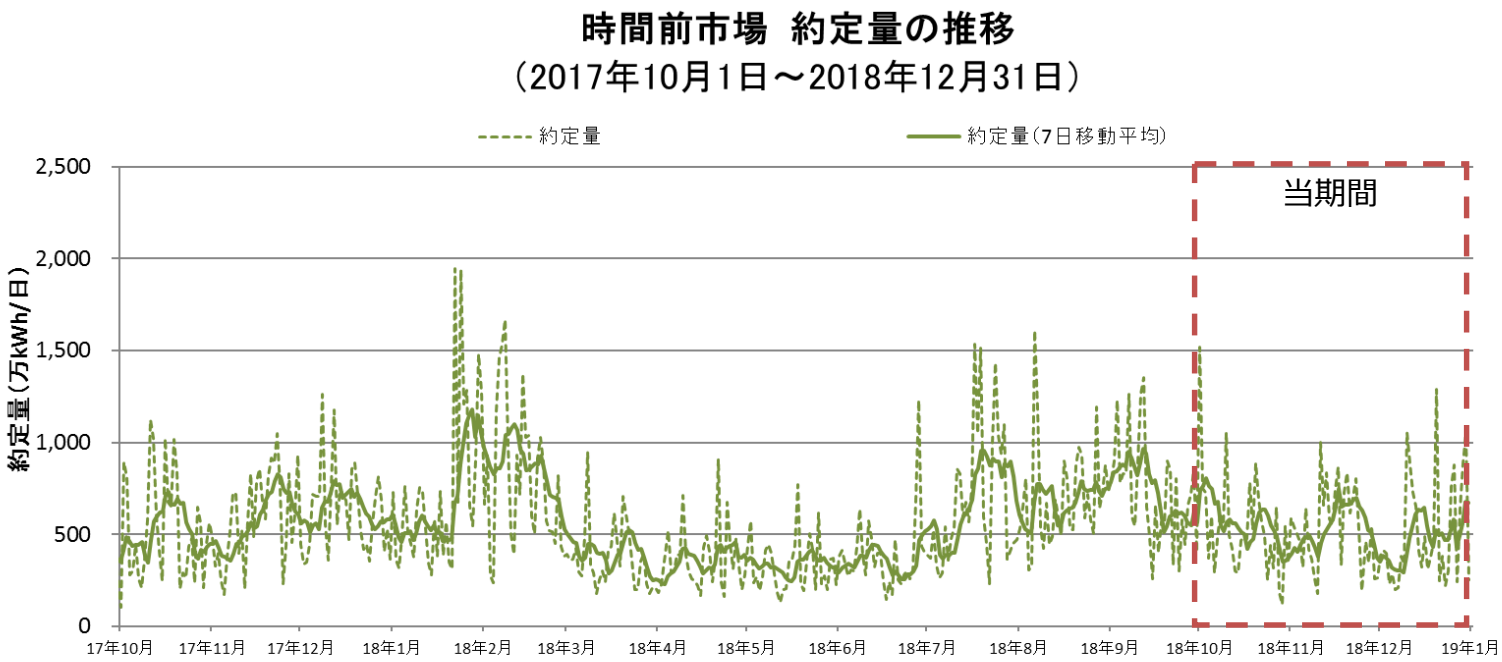
*東西市場分断発生率：1日48コマの中で、市場分断が発生したコマの割合
**東西市場間値差：東京エリアと中部エリアのエリアプライスの値差（＝東京エリア価格 － 中部エリア価格）

2018年10月
～12月期

時間前市場の約定量

○ 当期間における時間前市場の約定量の合計は4.9億kWhであった。

○ 前年同時期対比は、0.9倍となっている。



主要データ

約定量 （2018年10月-2018年12月）
4.9 億kWh

約定量の前年同時期対比 （対2017年10月-2017年12月）
0.9 倍

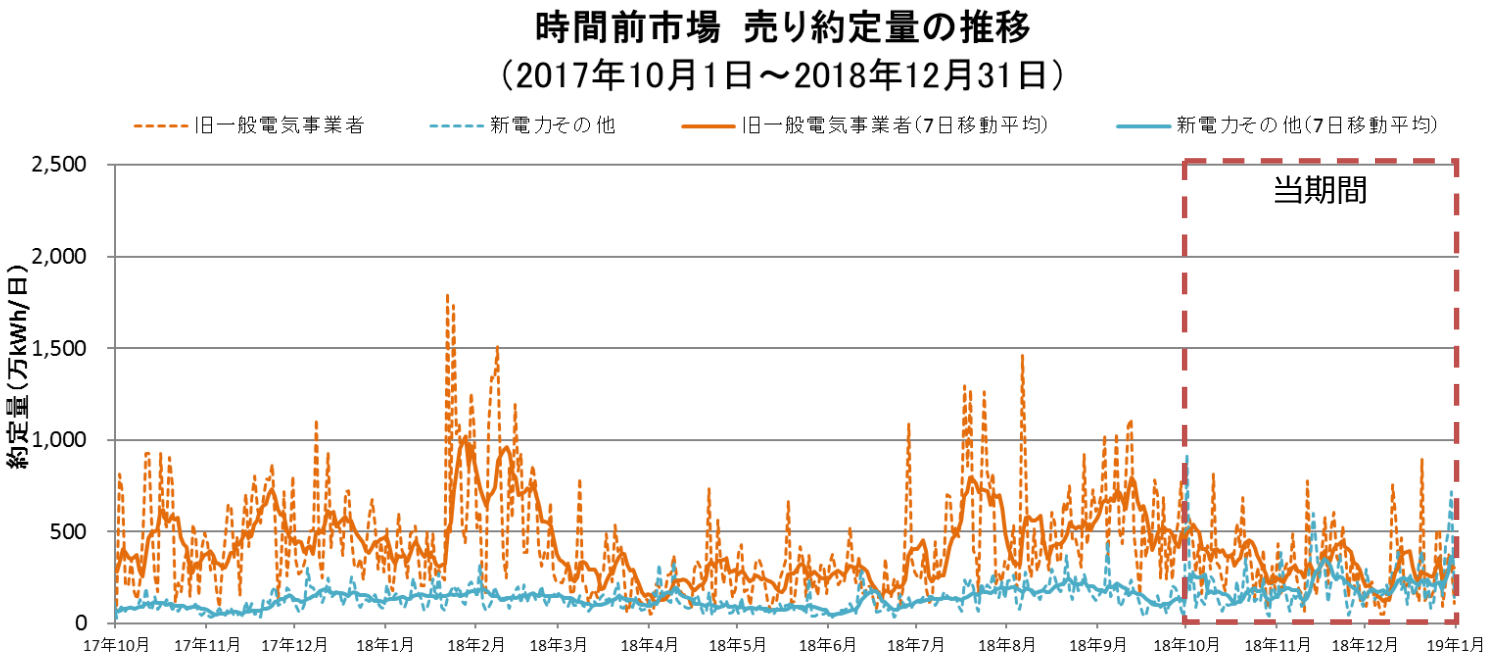
2018年10月
～12月期

事業者区分別の時間前市場売り約定量

○ 当期間における時間前市場の売り約定量は、旧一般電気事業者は2.9億kWh、新電力その他の事業者は2.0億kWhであった。

○ 時間前市場の売り約定量の多く（59%）は、旧一般電気事業者によるものとなっているが、割合は低下している。

○ 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が0.7倍、新電力その他の事業者は1.9倍となっている。



主要データ

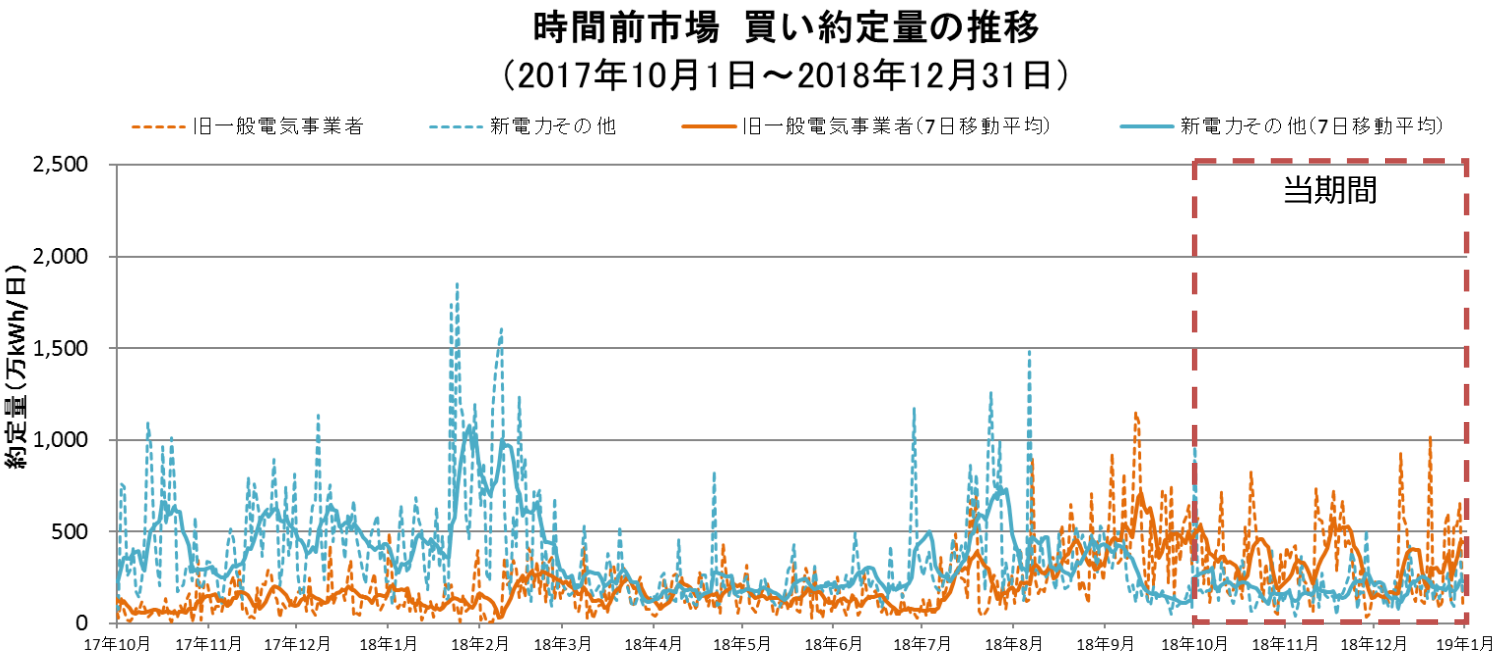
旧一般電気事業者による売り約定量（2018年10月-2018年12月）	2.9 億kWh
旧一般電気事業者による売り約定量の前年同時期対比（対2017年10月-2017年12月）	0.7 倍
新電力その他の事業者による売り約定量（2018年10月-2018年12月）	2.0 億kWh
新電力その他の事業者による売り約定量の前年同時期対比（対2017年10月-2017年12月）	1.9 倍

2018年10月
～12月期

事業者区分別の時間前市場買い約定量

○ 当期間における時間前市場の買い約定量は、旧一般電気事業者は3.0億kWh、新電力その他の事業者は1.8億kWhであった。

○ 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が2.7倍、新電力その他の事業者は0.4倍となっている。



主要データ

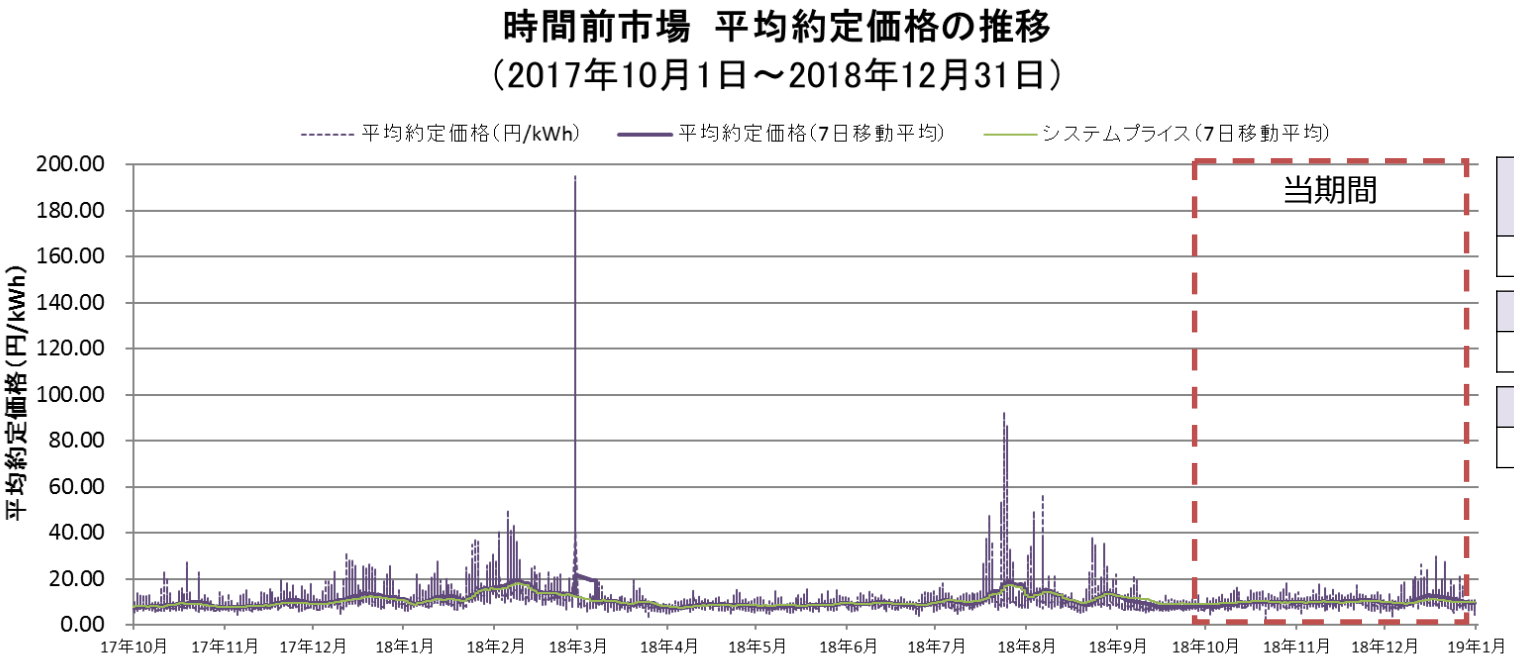
旧一般電気事業者による買い約定量（2018年10月-2018年12月）	3.0 億kWh
旧一般電気事業者による買い約定量の前年同時期対比（対2017年10月-2017年12月）	2.7 倍
新電力その他の事業者による買い約定量（2018年10月-2018年12月）	1.8 億kWh
新電力その他の事業者による買い約定量の前年同時期対比（対2017年10月-2017年12月）	0.4 倍

2018年10月
～12月期

時間前市場の平均約定価格

○ 当期間における時間前市場の平均約定価格は、平均10.06円/kWhであった。

○ 前回モニタリング報告時（2018年7月～9月を対象）の平均11.07円/kWhと比べて減少した。



主要データ

平均約定価格（2018年10月-2018年12月）
10.06 円/kWh

最高価格※1
29.75 円/kWh

最低価格※2
2.68 円/kWh

※1 最高価格 29.75円/kWhのコマ
12月18日 9:00-9:30

※2 最低価格 2.68円/kWhのコマ
10月21日 13:00-13:30

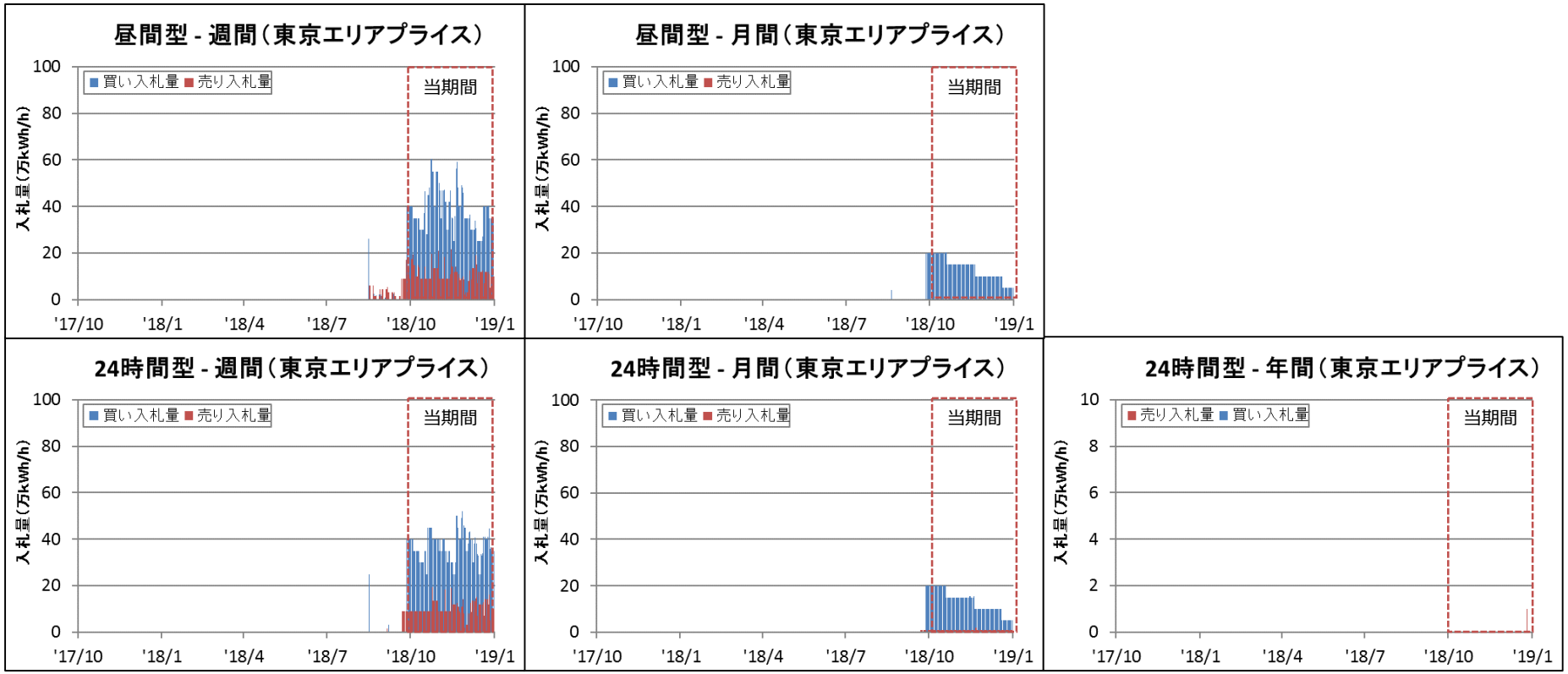
2018年10月
～12月期

先渡市場取引における入札量（東京エリアプライス商品）

○ 東京エリアプライス商品は、当期間において、週間商品及び月間商品ともに、前回モニタリング報告時（2018年7月～9月を対象）と比較して増加した。

○ また、24時間型-年間の商品においては、12月に売り入札の実績があった。

先渡市場取引における入札量の推移
（横軸：入札日）



※ 先渡市場取引：週間/月間の24時間型/昼間型、並びに年間の24時間型の商品があり、取引はザラバ形式で行われ、取引所が仲介することにより全て匿名で実施される。取引終了日は、週間の場合は「最初の受渡日を対象とするスポット取引の実施日の2営業日前」、月間の場合は「受渡の対象となる暦月の前々月の19日」、年間の場合は「受渡期間の最初の日の属する月の前々月の最後の営業日」となる。

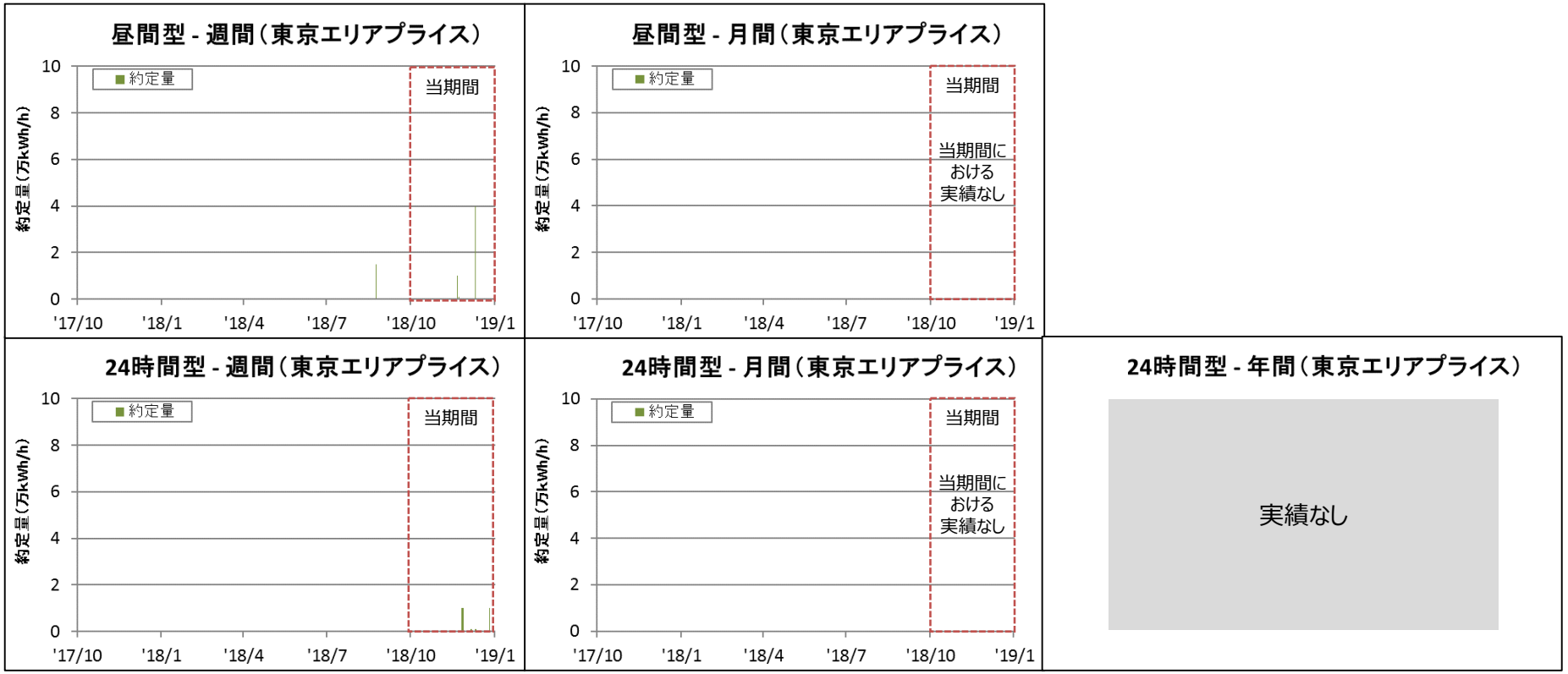
2018年10月
～12月期

先渡市場取引における約定量（東京エリアプライス商品）

○ 東京エリアプライス商品の約定量は、前回モニタリング報告時（2018年7月～9月を対象）より増加したものの、非常に少ない状況となっている。

○ 週間商品においては約定実績があったものの、その他の商品については、約定実績はなかった。

先渡市場取引における約定量の推移
（横軸：約定日）



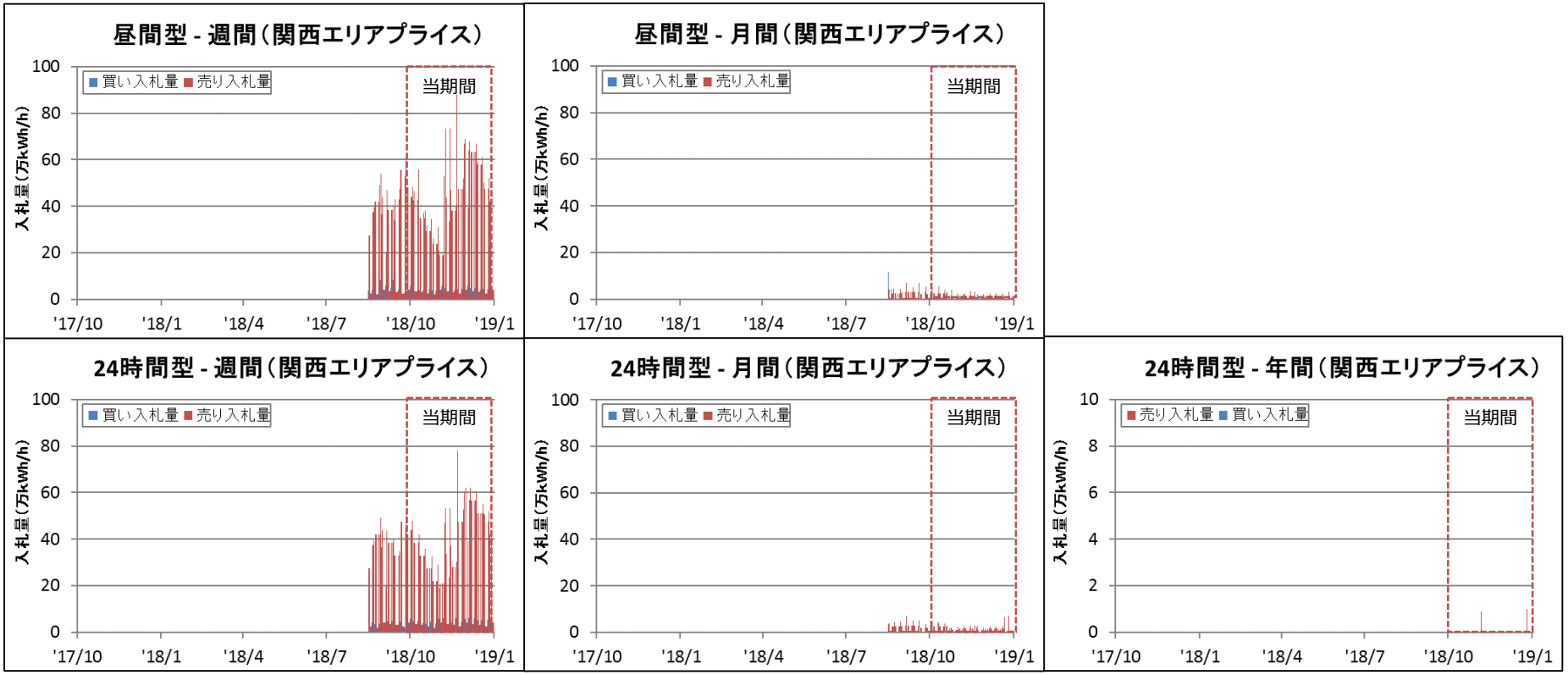
2018年10月
～12月期

先渡市場取引における入札量（関西エリアプライス商品）

○ 関西エリアプライス商品は、当期間において、すべての商品について前回モニタリング報告時（2018年7月～9月を対象）と比較して増加した。

○ また、24時間型-年間の商品においては、11月及び12月に入札実績があった。

先渡市場取引における入札量の推移
（横軸：入札日）



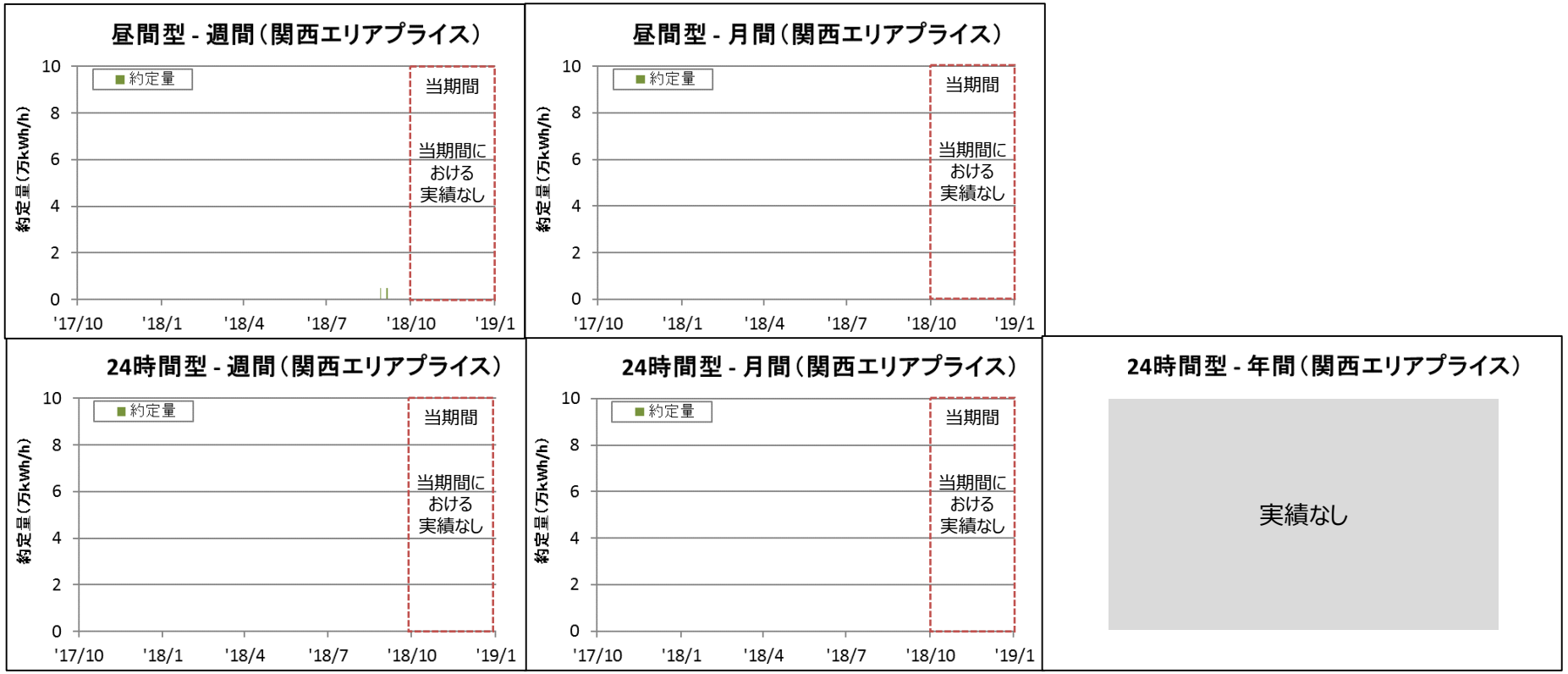
※ 先渡市場取引：週間/月間の24時間型/昼間型、並びに年間の24時間型の商品があり、取引はザラバ形式で行われ、取引所が仲介することにより全て匿名で実施される。取引終了日は、週間の場合は「最初の受渡日を対象とするスポット取引の実施日の2営業日前」、月間の場合は「受渡の対象となる暦月の前々月の19日」、年間の場合は「受渡期間の最初の日の属する月の前々月の最後の営業日」となる。

2018年10月
～12月期

先渡市場取引における約定量（関西エリアプライス商品）

○ 関西エリアプライス商品の約定量は、前回モニタリング報告時（2018年7月～9月を対象）より減少し、すべての商品について約定実績はなかった。

先渡市場取引における約定量の推移
（横軸：約定日）



2018年10月
～12月期

旧一般電気事業者各社の先渡市場取引の活用方針

○ 旧一般電気事業者の先渡市場取引の活用方針、入札価格・入札量の考え方は、前回モニタリング報告時（2018年7月～9月を対象）から変わっていない。

活用方針

- **先渡市場取引は主に経済的効果を目的として活用されている**
  - “収益の拡大や需給関係費の削減を図ることを目的として活用”
  - “余力の市場への販売及び市場からの安価な電源調達によって収支改善に寄与することを目指して積極的に活用“
  - “経済合理性に基づき、メリットがある場合に入札を実施”
  - “先々の需給状況や経済メリットを勘案して入札を実施”
  - “バランス停止機の有効活用（売り）や補修計画最適化への寄与(買い)を目的に入札を実施“
  - “主に需給状況が厳しい場合の供給力確保を目的として活用 “
- **他方、市場分断時の約定価格の変動リスクや需給の変動リスクに対する懸念の声もある**
  - “市場分断が発生した場合、約定価格の変動リスク（システムプライスとエリアプライスの差異を精算）があるため、取引を通じた損失を懸念”
  - “清算価格と市場範囲の見直しされたことで、値差リスクは軽減されたが、一方、エリアによっては市場分断時は値差リスクが残ると認識”
  - “期先取引は需要変動や供給力変動等のリスクが大きく、受渡し日により近い日に入札できる商品の方がリスクが小さい事から、週間商品を主に活用”

入札価格・入札量の考え方

- **入札価格は、期先取引のリスクを考慮した上で設定されている**
  - “限界費用をベースに、市場分断時のシステムプライスとエリアプライスの値差精算額を考慮して設定”
  - “マージナル電源の可変費を考慮して設定し、燃料価格の変動リスク、市場分断による約定価格の変動リスクを加味”
  - “限界費用ベースを踏まえて設定”
  - “先渡商品の受渡期間における市況の見通し、想定される焚き増し対象燃料種別あるいは差し替え対象燃料種別等を勘案して決定”
  - “燃料費に燃料価格変動リスク・手数料等を考慮“
  - “限界費用に需要変動リスク及び電源の計画外停止リスク等を加味して設定“
- **入札量は、各社様々な判断の上で設定されている**
  - “売り入札量は年間・月間計画断面での供給余力に、また買い入札量は約定した時の総金額に上限を設け、その範囲内で市況を見極めながら入札量を調整“
  - “系統規模等を考慮し10MW単位にて入札”
  - 売りは安定供給を確保できることを前提とし、買いは並列火力発電所の焚き減らし調整力の範囲内で判断”
  - “発電所の供給余力・下げ余力・段差制約等に加え、ザラバ取引であることも踏まえて入札量を設定”
  - “予備力面や燃料状況等から算定して取引許容量を基に設定”

出所：旧一般電気事業者からの提供情報

電力市場のモニタリング報告

【2018年10月-12月期報告】

◆ 卸電力市場
- 卸電力取引所
  - スポット市場
  - 時間前市場
  - 先渡取引市場

◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
- 余剰電力の取引所への供出
- 売買両建て入札の実施
- グロス・ビディングの状況
- 時間前市場への入札可能量
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 相対取引の状況

【中長期推移報告】

◆ 卸電力市場
- 卸電力取引所
  - 約定量の推移
  - 約定価格の推移
  - 市場の指標性の推移
- 新電力の電力調達の状況

◆ 小売市場
- シェアの推移
- 部分供給の実施状況
- スイッチングの申し込み状況

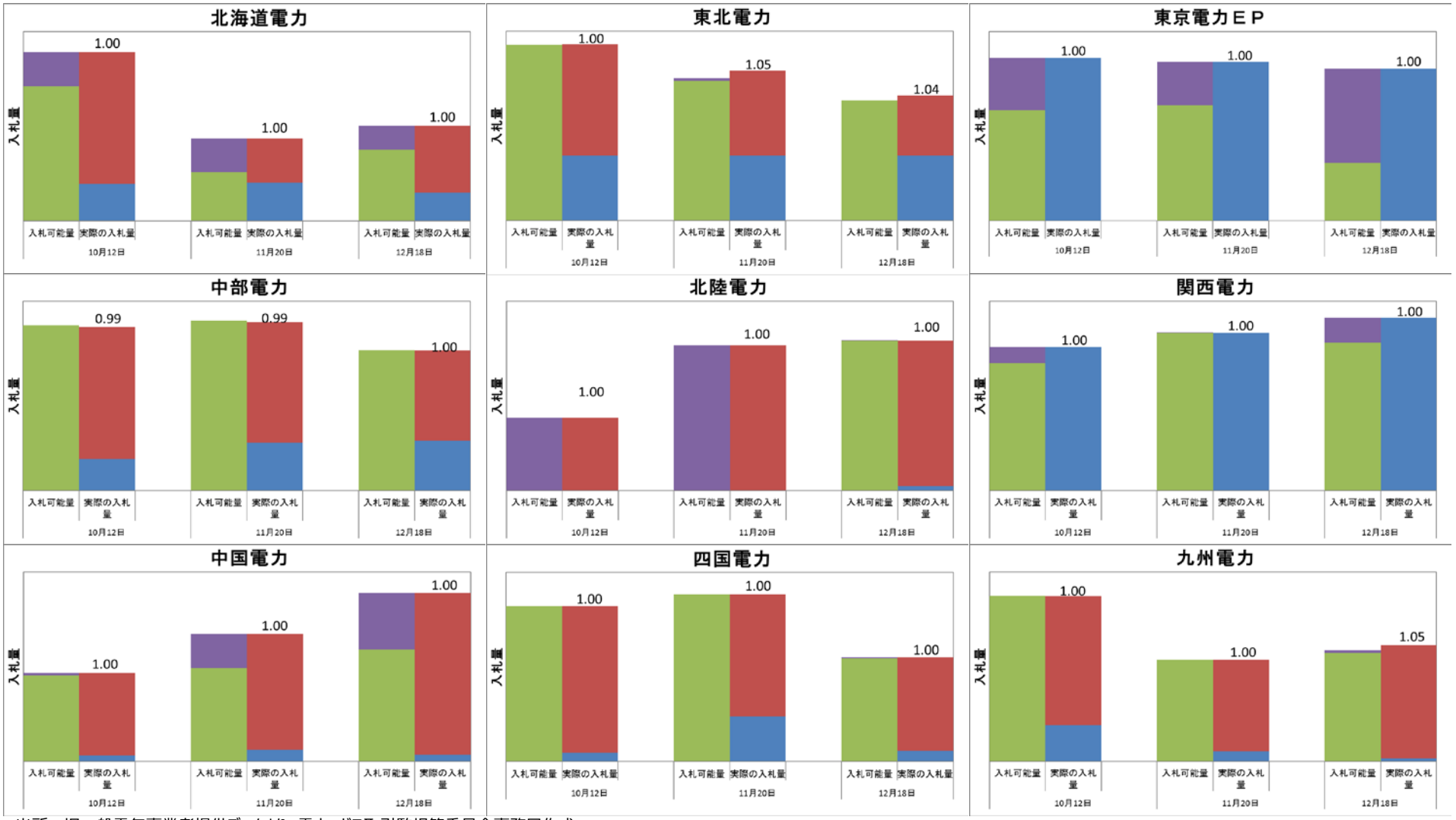
2018年10月
～12月期

余剰電力の取引所への供出：入札可能量と実際の入札量

○ 各事業者とも、概ね入札可能量に対してほぼ同量の入札を行っており、各社自社の入札制約の範囲内で余剰電力を市場に供出している。

特定日における入札可能量と実際の入札量
（特定日： 10月12日、11月20日、12月18日）

入札可能量　買い戻し想定量　実際の通常入札量（ブロック入札量を除く）　実際のブロック入札量



出所：旧一般電気事業者提供データより、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成
※ グラフの縦軸の縮尺は各社によって異なる。「実際の入札量」の棒グラフ上にある数値は、入札可能量と買い戻し想定量の和を1.00とした場合の比率を表す。「実際の入札量」は、間接オークションに伴う取引を含まない。
※ 入札可能量が計算上マイナスとなる場合は、入札可能量は０としている。買い戻し想定量は、実際の入札量が入札可能量を超過しているコマでの超過分の総量としている。

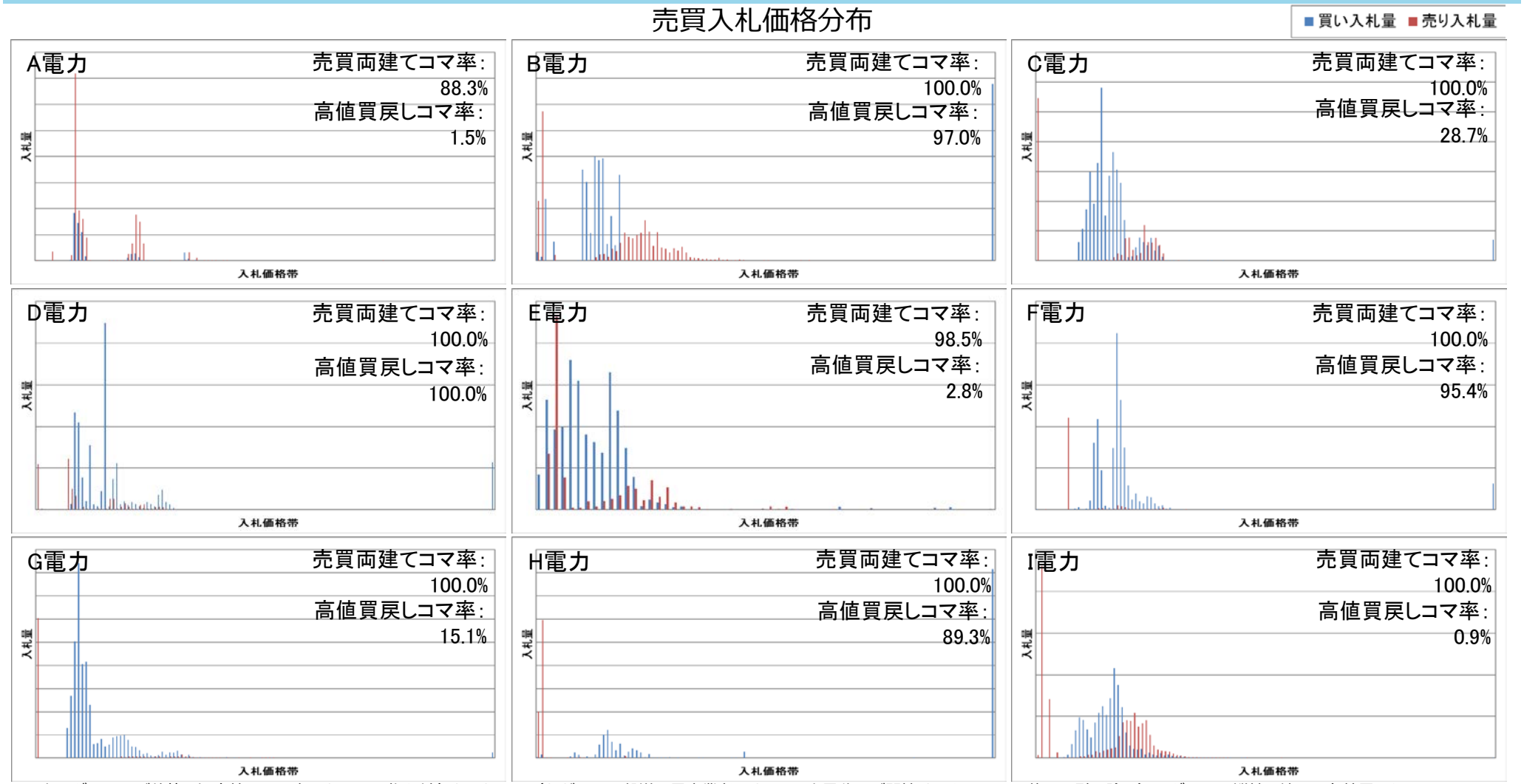
2018年10月
～12月期

売買両建て入札の実施：売買入札価格分布

○ 各社概ね一定の範囲の価格帯で売買入札を行っているものの、グロス・ビディングの増加に伴い、高い価格での買戻し入札が行われている場合もある。高値買戻しコマ率は、50%以上が4社、90%以上が3社となっている。

○ 売買両建てコマ率は、各社88%以上となっている。また、両建てコマ率が高い場合であっても、入札量は売買どちらかに偏っている場合が多い。

売買入札価格分布



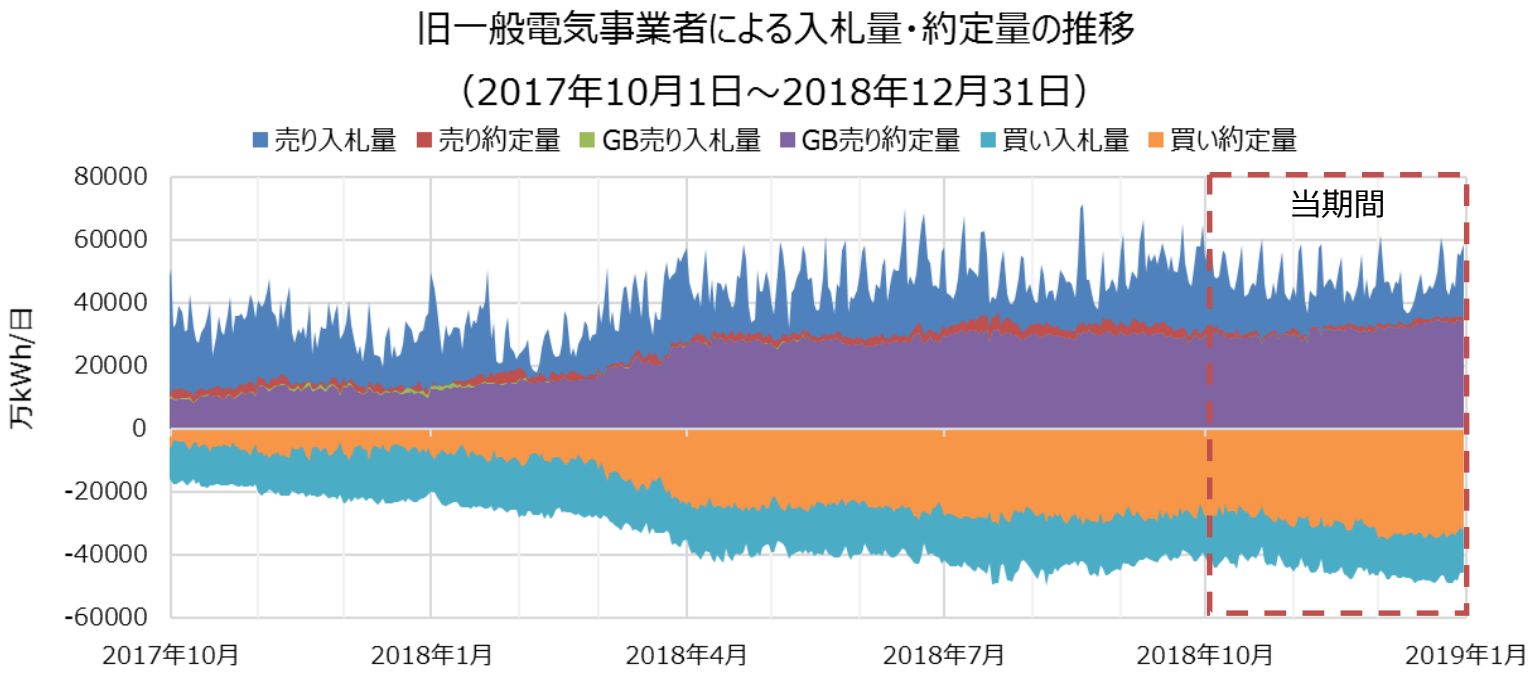
※ 上記グラフ及び数値は旧自社エリア内における入札を対象としたもの（ただし、一般送配電事業者によるFIT売電分及び間接オークションに伴う取引は除く）。グラフの縦軸の縮尺は各社異なり、横軸の範囲は、各社の入札価格の範囲を表す。グロス・ビディングでは、自社需要を超え供給力が不足する場合には確実に買戻せる価格で買戻しを実施するため、取組を拡大させている事業者ほど割合が高くなる。このため、高値買戻し自体に問題がある訳ではないことには注意が必要。高値買戻しコマ率は、限界費用より相当程度高い価格で買い入札を実施したコマ数の割合を示す。

2018年10月
～12月期

旧一般電気事業者によるグロス・ビディングの入札量・約定量

○ 当期間における旧一般電気事業者によるスポット市場でのグロス・ビディング（以下、GB）の売り入札量は285億kWh、売り約定量は285億kWhであった。

○ 前回モニタリング報告時（2018年7月～9月を対象）と比べて、売り入札量は1.0倍、売り約定量は1.0倍となっている。



主要データ

旧一般電気事業者による GB売り入札量（2018年10月-2018年12月）	285 億kWh
旧一般電気事業者による GB売り入札量の前回報告時対比（対2018年7月-2018年9月）	1.0 倍
旧一般電気事業者による GB売り約定量（2018年10月-2018年12月）	285 億kWh
旧一般電気事業者による GB売り約定量の前回報告時対比（対2018年7月-2018年9月）	1.0 倍

※ 旧一般電気事業者による入札量及び約定量は、一般送配電事業者による取引及び間接オークションに伴う取引を含まない。

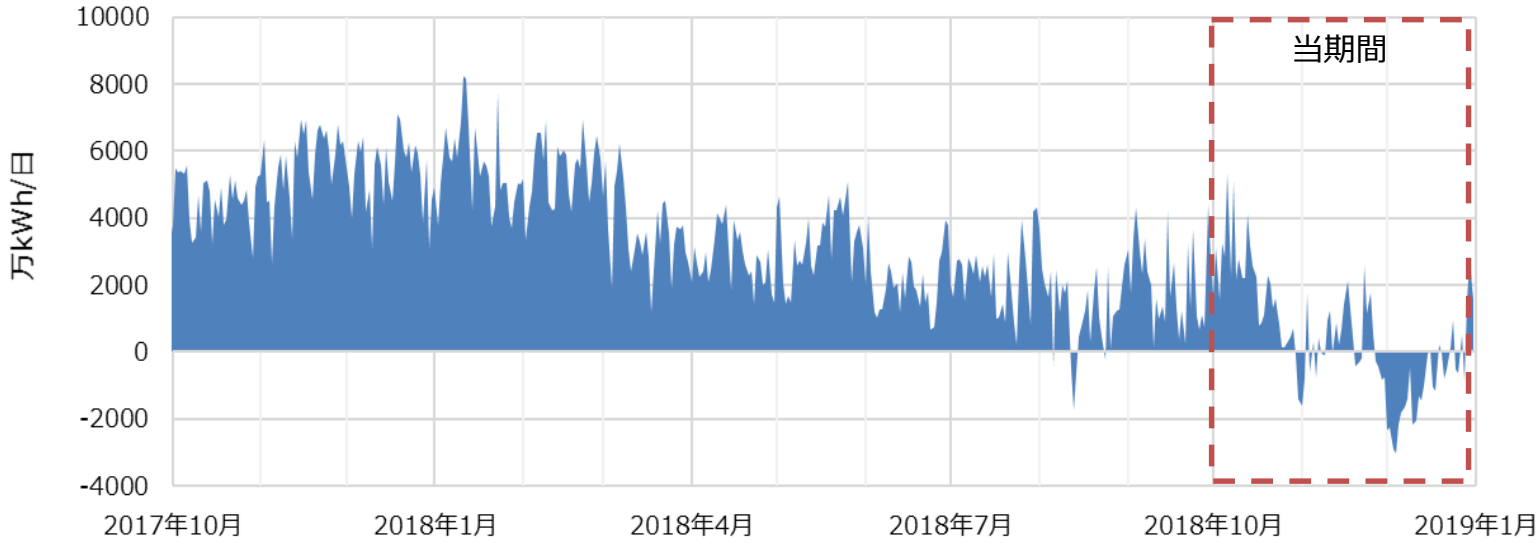
2018年10月
～12月期

旧一般電気事業者による買い入札の状況

○ 当期間における旧一般電気事業者によるスポット市場でのグロス・ビディング売り入札量と買い約定量（ネット含む）の差は4億kWhであった。

○ 前回モニタリング報告時（2018年7月～9月を対象）と比べて、0.26倍となっている。

旧一般電気事業者によるグロス・ビディング売り入札量と買い約定量の差
（2017年10月1日～2018年12月31日）



主要データ

旧一般電気事業者による GB売り入札量と買い約定量の差（2018年10月-2018年12月）
4 億kWh

旧一般電気事業者による GB売り入札量と買い約定量の差の前回報告時対比（対2018年7月-2018年9月）
0.26 倍

※ 旧一般電気事業者による買い約定量は、一般送配電事業者による買い約定量及び間接オークションに伴う買い約定量を含まない。

2018年10月
～12月期

旧一般電気事業者によるグロス・ビディングの実施状況

○ 2018年12月時点での旧一般電気事業者各社のグロス・ビディング売り入札量は、各社の進捗に違いはあるものの概ね増加傾向となっている。

	2017年の開始時期	2018年12月の月間販売電力量に対するGB売り入札量割合	当初の取引量目標	将来的な取引量目標
北海道電力	6月下旬	**36.6%**※1	年度末までに販売電力量の**10%程度**	平成31年度末までに販売電力量の**30%程度**
東北電力	6月下旬	**13.3%**※1	年度末時点で，ネット・ビディングと合わせて販売電力量の**10%程度**	販売電力量の**20%程度**（時期未定）
東京電力EP	7月上旬	**20.9%**	年度末に販売電力量の**10%程度**	平成30年度末に向けて販売電力量の**20%程度**
中部電力	6月下旬	**12.0%**	年度内に販売電力量の**10%程度**	平成30年度内に更なる増量を目指す（量不明）
北陸電力	7月上旬	**13.8%**	1年以内に販売電力量の**10%以上**	早期に販売電力量の**20～30%程度**（時期未定）
関西電力	6月上旬	**24.0%**	1年程度を目途に年間販売量の**20%程度**	-
中国電力	7月下旬	**17.9%**	年度末を目途に販売電力量の**10%程度**	平成30年度内に販売電力量の**20%程度**
四国電力	6月下旬	**11.9%**	年度末を目途に販売電力量の**10%程度**	遅くとも平成32年度に販売電力量の**30%程度**
九州電力	4月上旬	**21.4%**	1年程度を目途に販売電力量の**10%程**度	開始3年程度を目途に販売電力量の**30%程度**

※1　北海道電力と東北電力については、取引量の目標をネット・ビディングと合わせて設定しているため、ネット・ビディングも含めた売り入札量全体の割合としている。

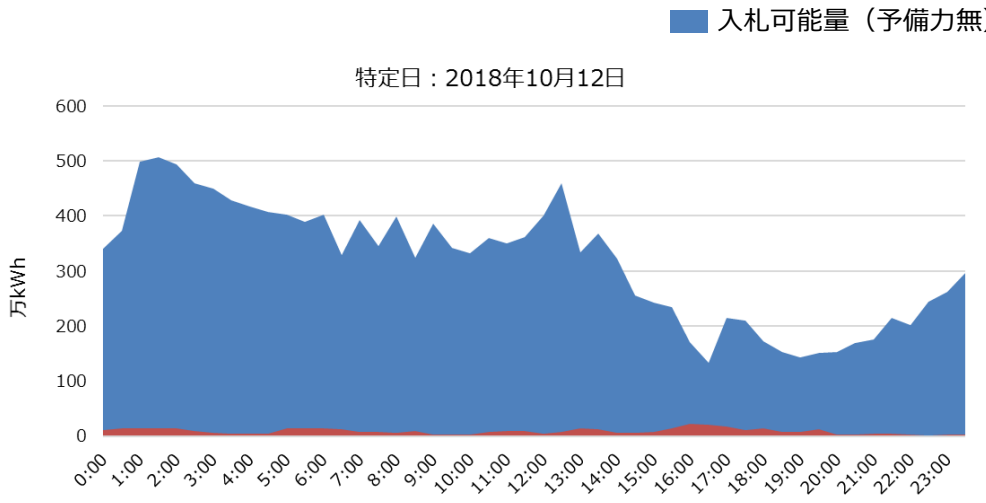
2018年10月
～12月期

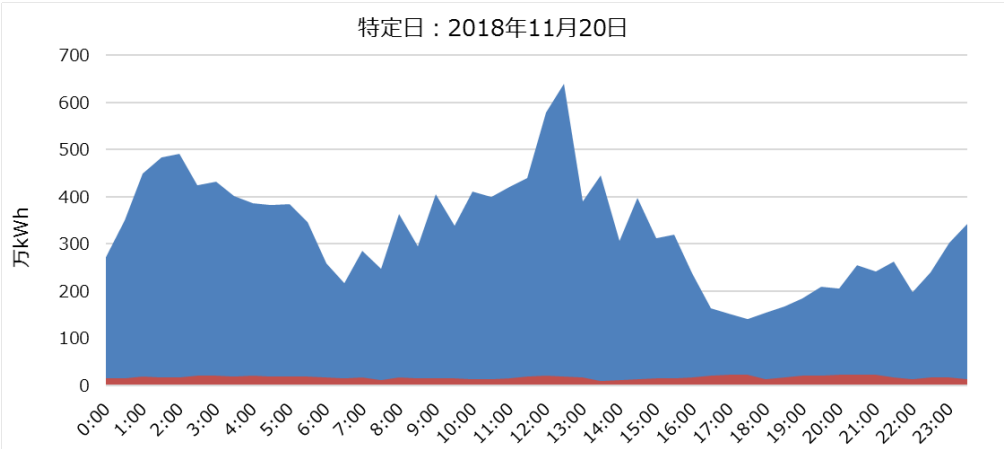
旧一般電気事業者の時間前市場への入札可能量

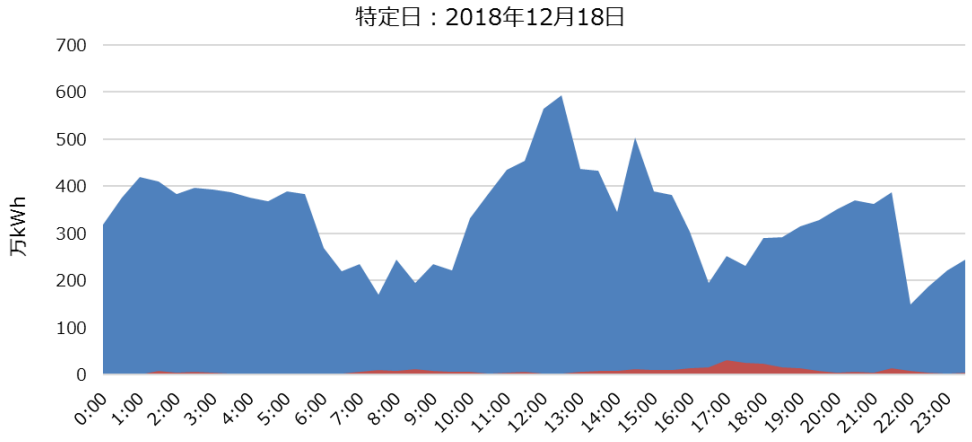
○ 沖縄を除く旧一般電気事業者9社のGC時点における時間前市場への入札可能量の約定量に対する割合は、特定日で最小6.2倍となっている。

特定日における入札可能量と時間前市場約定量

（特定日： 10月12日、11月20日、12月18日）







主要データ

入札可能量と約定量の最小差（2018年10月12日）
112 万kWh

入札可能量と約定量の最小差（2018年11月20日）
119 万kWh

入札可能量と約定量の最小差（2018年12月18日）
140 万kWh

※ 入札可能量は、各時間帯のGC時点における入札制約等を除いた沖縄を除く旧一般電気事業者9社の余剰量より算出。
小売予備力については、北海道電力を除く8社についてはGC時点で0%。北海道電力については、最大機から北本連系線マージンを差引いた量を小売予備力として計上。
※ 時間前市場約定量は、新電力その他の事業者も含む。

2018年10月
～12月期

卸電気事業者（電発）の電源の切出し

○ 北陸電力は、2019年4月から1万kWの切出しを開始する方向で協議中。
○ 九州電力は、2019年4月からの+2万kWの切出し増量について契約締結済。
○ 東北電力は、継続して検討・協議中。

	切出し量	切出し時期	切出しの要件	協議の状況
北海道電力	年間2億kWh程度*3を切出し済み	更なる切出しについては未定		
東北電力	1万kW*1を切出し済み 検討・協議中 （5～10万kW程度*2）	5～10万kWの切出しについては、需給の安定を条件に引き続き検討		• **12月に協議を実施**
東京電力EP	3万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定		
中部電力	1.8万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定		
北陸電力	検討・協議中 （5万kW*2の一部）	2019年4月より1万kW（送電端）の切出しを開始する方向で協議中		• **10月、12月、1月に協議を実施**
関西電力	35万kW*2を切出し済み	更なる切出しについては未定		
中国電力	1.8万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定		
四国電力	3 万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定		
九州電力	6万kW*1を切出し済み 検討・協議中	2019年4月からの+2万kWの切出し増量について契約締結済		• **10月、11月、12月、1月、2月に協議を実施**
沖縄電力	1万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定		

出所：旧一般電気事業者からの提供情報
*1：送端出力、*2：発端出力、*3：年間総発電量

：前回から具体的な進展があった項目

第35回制度設計専門会合資料6より一部抜粋

（参考）前回モニタリング報告時（2018年7月～9月を対象）における卸電気事業者（電発）の電源の切出し

	切出し量	切出し時期	切出しの要件	協議の状況
北海道電力	年間2億kWh程度*3を切出し済み	更なる切出しについては未定		
東北電力	1万kW*1を切出し済み 検討・協議中 （5～10万kW程度*2）	5～10万kWの切出しについては、需給の安定を条件に引き続き検討		• **（2月以降はなし）**
東京電力EP	3万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定		
中部電力	1.8万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定		
北陸電力	検討・協議中 （5万kW*2の一部）	原子力再稼働を待たず、需給状況の改善後	• 需給状況の改善	• **8月、9月、10月に協議を実施**
関西電力	35万kW*2を切出し済み	更なる切出しについては未定		
中国電力	1.8万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定		
四国電力	3 万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定		
九州電力	6万kW*1を切出し済み 検討・協議中	平成30年7月から6万kW*1を切出し開始 また、更なる切出しについても引き続き検討		• **10月に協議を実施**
沖縄電力	1万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定		

出所：旧一般電気事業者からの提供情報

*1：送端出力、*2：発端出力、*3：年間総発電量

2018年10月
～12月期

地方公共団体の保有する電源との調達契約について

○ これまで地方公共団体が経営する発電事業の多くは、地方公共団体と旧一般電気事業者間で長期の随意契約が締結されてきたが、2015年4月に「卸電力取引の活性化に向けた地方公共団体の売電契約の解消協議に関するガイドライン」が公表され、現在、契約の解消や見直しが行われているところ。

○ 旧一般電気事業者に対するアンケートによると、「地方公共団体からの申し入れ・相談はない」との回答が太宗を占めているものの、契約の解消や見直しについて地方公共団体と協議・検討を行っている事業者や売電契約の競争入札への変更が実施された事例もあった。

2018年10月以降の、地方公共団体からの電力販売契約の解消・見直しについての旧一般電気事業者からの回答（「地方公共団体からの申し入れ・相談はない」とする回答以外）
― “電力販売契約の解消について、今後の事業運営の選択肢の一つとして総合的に検討したいとの相談を受けており、継続して対応中” ― “地方公共団体より一部契約解消について言及があり、協議中” ― “売電契約が競争入札へ変更となり入札が実施され、他事業者が落札”

出所：旧一般電気事業者からの提供情報

2018年10月
～12月期

公営電気事業の競争入札状況について

○ 公営電気事業26事業体（発電所数347）のうち、当期間においては売電契約の競争入札が実施された事例はなかった。

○ 売電契約の競争入札が実施され、かつ現在もその契約に基づく供給が行われている事例は、5件となっている。

公営電気事業設備概要（平成30年4月1日現在）

発電所数：347、出力：約246.9万kW、年間可能発電電力量：約88.8億kWh

公営電気事業26事業体中、売電契約の競争入札が実施された事例

当期間（2018年10月～12月）に売電契約の競争入札が実施された事例

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	落札者
当期間（2018年10月～12月）において売電契約の競争入札が実施された事例なし			
	合計	**0**	

当期間より前に売電契約の競争入札が実施され、かつ現在もその契約に基づく供給が行われている事例※2

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	落札者
新潟県	水力発電所8箇所	46,000	F-Power
	水力発電所3箇所	86,300	日本テクノ
熊本県	風力発電所1箇所	1,500	九州電力
東京都	水力発電所3箇所	36,500	F-Power
三重県	廃棄物固形燃料発電所1箇所	12,050	ゼロワットパワー
	合計	**182,350**	

合計件数:**5件**
合計最大出力：
182,350 kW

※2　2013年度以降の供給実績より

出所：公営電気事業経営者会議からの提供情報

第35回制度設計専門会合資料6より一部抜粋

（参考）前回モニタリング報告時（2018年7月～9月を対象）における公営電気事業の競争入札状況

○ 公営電気事業26事業体（発電所数347）のうち、当期間においては売電契約の競争入札が実施された事例はなかった。

○ 売電契約の競争入札が実施され、かつ現在もその契約に基づく供給が行われている事例は、7件となっている。

公営電気事業設備概要（平成30年4月1日現在）

発電所数：347、出力：約246.9万kW、年間可能発電電力量：約88.8億kWh

公営電気事業26事業体中、売電契約の競争入札が実施された事例

当期間（2018年7月～9月）に売電契約の競争入札が実施された事例

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	落札者
当期間（2018年7月～9月）において売電契約の競争入札が実施された事例なし			
	合計	**0**	

当期間より前に売電契約の競争入札が実施され、かつ現在もその契約に基づく供給が行われている事例※2

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	落札者
新潟県	水力発電所8箇所	46,000	F-Power
	水力発電所3箇所	86,300	日本テクノ
山梨県	水力発電所1箇所	49	F-Power
	水力発電所1箇所	12	F-Power
熊本県	風力発電所1箇所	1,500	九州電力
東京都	水力発電所3箇所	36,500	F-Power
三重県	廃棄物固形燃料発電所1箇所	12,050	ゼロワットパワー
	合計	**182,411**	

合計件数:**7件**
合計最大出力：
182,411 kW

※2　2013年度以降の供給実績より

出所：公営電気事業経営者会議からの提供情報

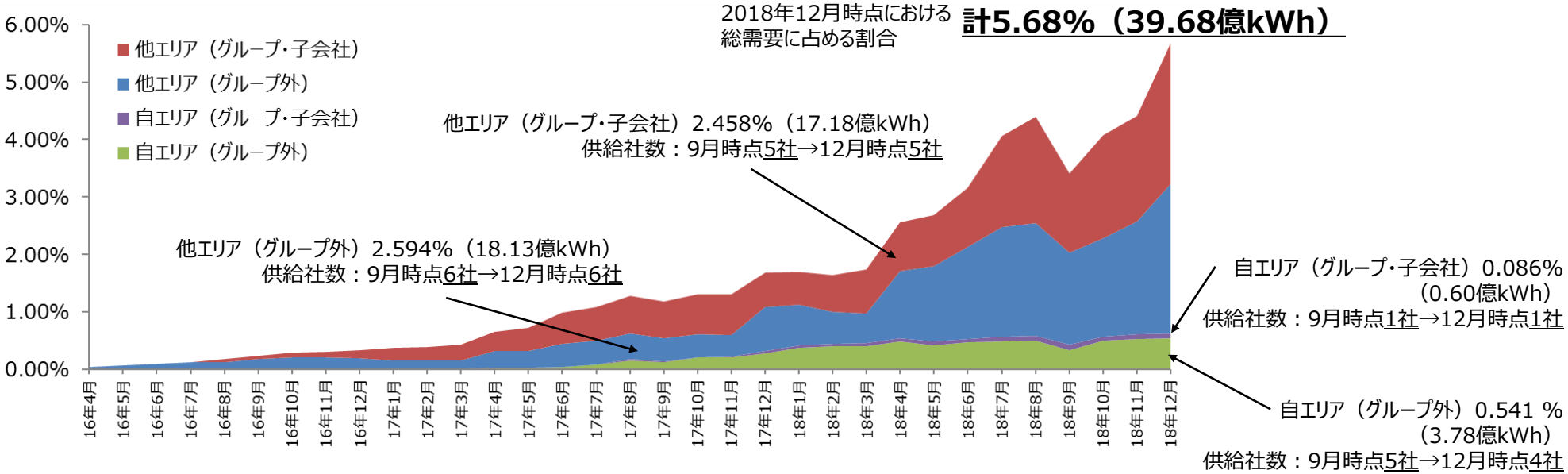
相対取引の状況

○ 2018年12月時点における総需要に占める相対取引による供給量の割合は、5.68%であった。

○ 2018年12月時点において自エリアにおいてグループ・子会社への供給を行っているのは1社、グループ外へ供給を行っているのは4社であった。また、他エリアにおいてグループ・子会社への供給を行っているのは5社、グループ外への供給を行っているのは6社であった。なお、常時BU以外に相対取引による卸供給を行っていないのは1社であった。

総需要に占める相対取引による供給量の割合及び相対取引による供給社数の推移

- 12月時点で総需要の5.68%（39.68億kWh）。
- グループ外3.14%（21.91億kWh）は新電力需要(12月時点シェア14.8%。104億kWh)中の21.1%を占める。
- なお、総需要に占める常時BU販売電力量の割合は1.5%（10.73億kWh）となっている。



出所：旧一般電気事業者からの提供情報

※ 上記の相対取引による供給社数については、相対供給を行っている旧一般電気事業者の社数を、供給期間の長さに関わらず数え上げたもの。供給期間は中長期にわたるものから、数週間等の短期的なものもあるため、数え上げる時点によって社数は変動することに留意（上記は9月時点及び12月時点における社数）。また、異なる時点で同一の社数であっても、供給元及び供給先は異なる可能性があることに留意。

※ エリア指定なしについては、他エリアとして集計していることに留意。

電力市場のモニタリング報告

【2018年10月-12月期報告】

◆ 卸電力市場
- 卸電力取引所
  - スポット市場
  - 時間前市場
  - 先渡取引市場

◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
- 余剰電力の取引所への供出
- 売買両建て入札の実施
- グロス・ビディングの状況
- 時間前市場への入札可能量
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 相対取引の状況

【中長期推移報告】

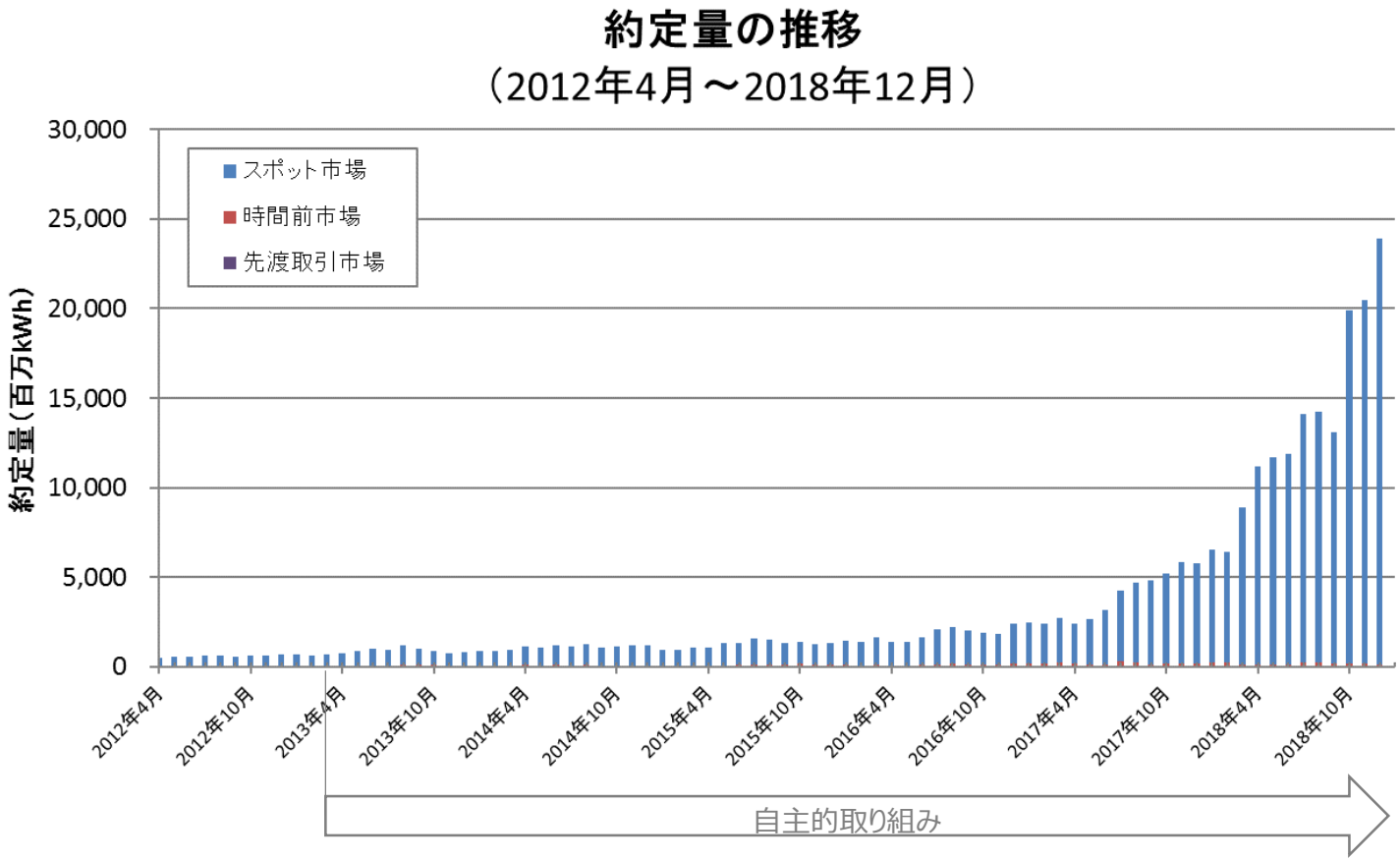
◆ 卸電力市場
- 卸電力取引所
  - 約定量の推移
  - 約定価格の推移
  - 市場の指標性の推移
- 新電力の電力調達の状況

◆ 小売市場
- シェアの推移
- 部分供給の実施状況
- スイッチングの申し込み状況

JEPXにおける約定量の推移

○ 2012年度から2017年度にかけてのJEPXにおける約定量の年平均増加率は、51.6%となっている。

○ 2018年10月～12月の約定量合計は、前年度同時期対比で3.8倍であった。

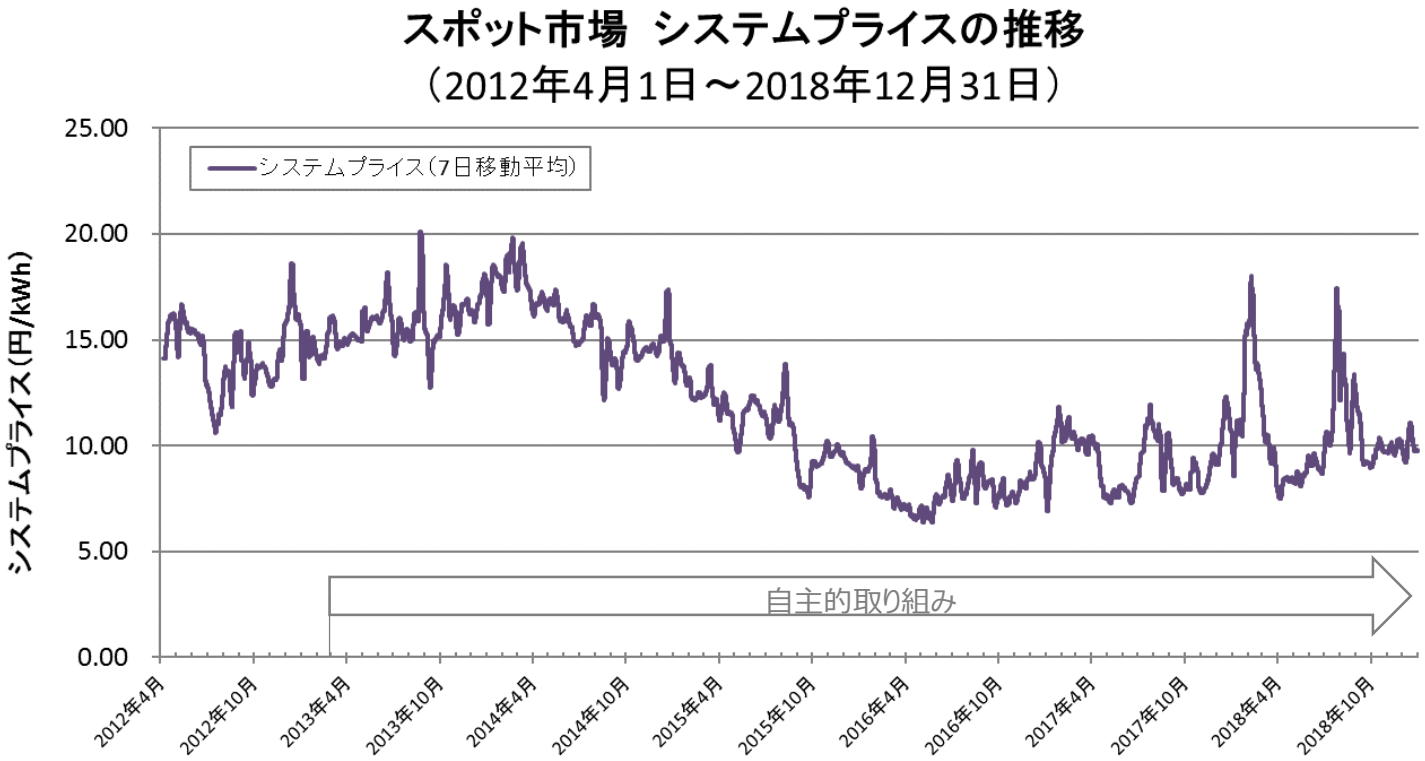


主要データ

約定量合計　年平均増加率（2012年度⇒2017年度）	51.6 %
スポット市場約定量 年平均増加率（2012年度⇒2017年度）	52.1 %
時間前市場約定量 年平均増加率（2012年度⇒2017年度）	55.2 %
先渡取引市場約定量 年平均増加率（2012年度⇒2017年度）	-21.0 %

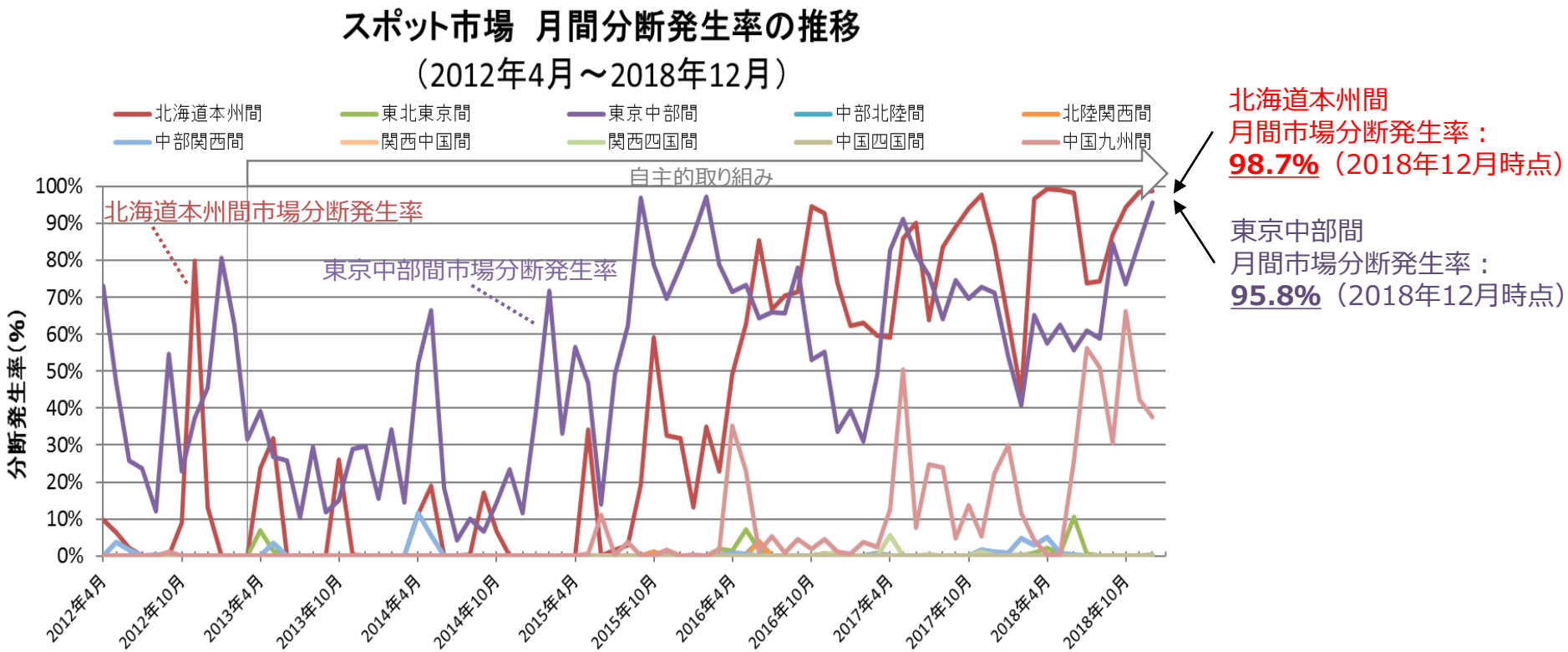
スポット市場における価格の推移

○ スポット市場のシステムプライスは、2013年度冬季をピークとして下落傾向であったが、2016年6月以降上昇下落を繰返しながら緩やかな上昇傾向にある。



各エリア間の市場分断発生率の推移

○ 北海道本州間連系線と東京中部間連系線においては、定常的に市場分断が発生しており、2018年12月においてはそれぞれ98.7%、95.8%の発生率となっている。



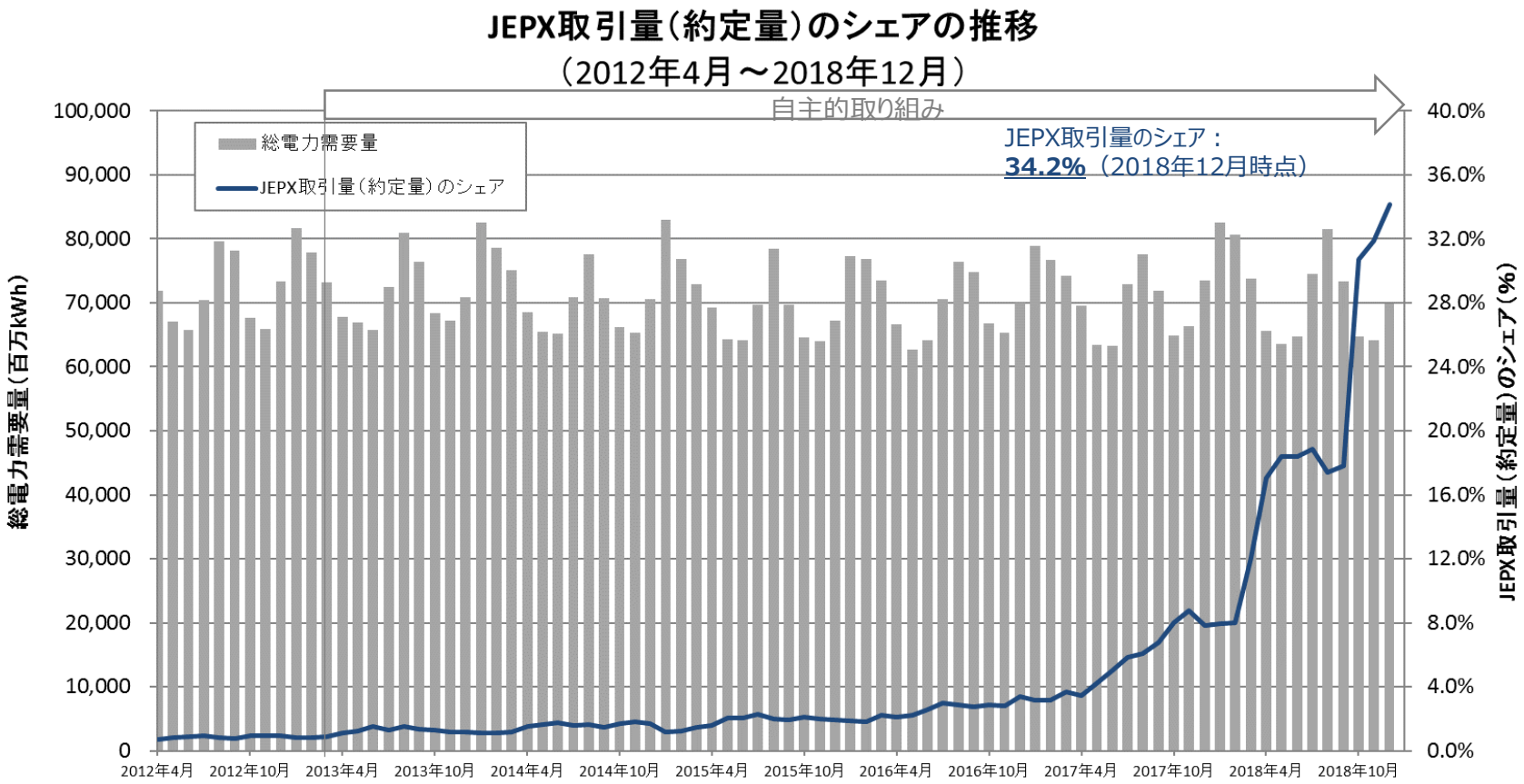
※ 月間分断発生率：スポット市場における30分毎の各コマのうち、隣り合うエリアのエリアプライスが異なるコマの割合を月間で集計した値

※ 北海道エリアは、2018年9月7日～26日の期間において平成30年北海道胆振東部地震の影響によりスポット取引を停止。停止期間中は除外して算定。

JEPX取引量（約定量）が電力需要に占めるシェアの推移

○ JEPXにおける取引量（約定量）が日本の電力需要に占めるシェアは、2018年12月時点では34.2%（2018年10月～12月では平均32.3%）となっている。

○ シェアの前年同時期対比は、2018年10月～12月では平均3.9倍となっている。



JEPX取引量（約定量）のシェアの前年同時期対比

2017年			2018年											
10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
2.8倍	3.1倍	2.3倍	2.5倍	2.5倍	3.3倍	4.9倍	4.4倍	3.7倍	3.2倍	2.9倍	2.6倍	3.8倍	3.6倍	4.4倍

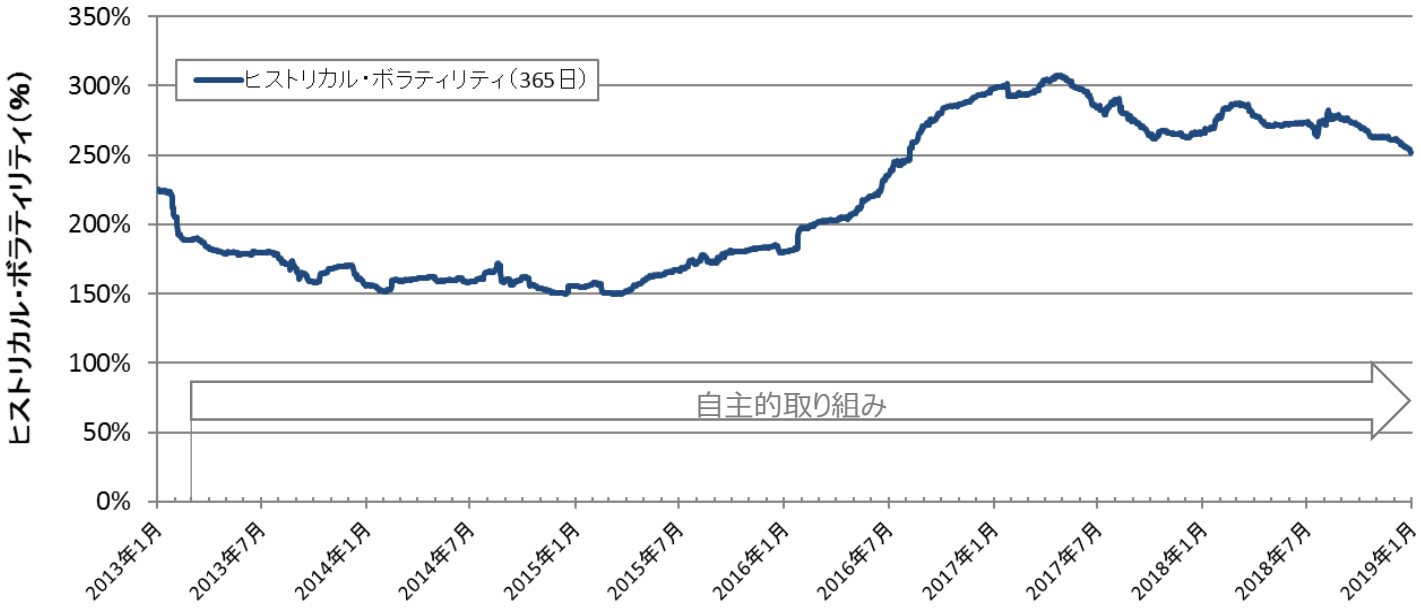
JEPXにおける価格ボラティリティの推移

○ 価格の安定性を表すヒストリカル・ボラティリティは、2017年5月をピークに下降傾向にある。

ヒストリカル・ボラティリティ（365日）
≡ [当該日から過去365日間についての、"システムプライスの前日対比"の自然対数の標準偏差] × √365

⇒ 当該日からの過去1年間の価格変動の大きさを指標化。小さくなるほど価格が安定的に推移していることを表す
⇒ 例えば、ヒストリカル・ボラティリティ=10%は、1年後のスポット価格が現在の±10%以内に納まる確率が68.27%であることを表す

スポット市場 価格ボラティリティの推移
（2013年1月1日～2018年12月31日）



（参考）ヒストリカル・ボラティリティの算定式

ヒストリカル・ボラティリティの算出式

HV(n): 過去n日間の価格変動に基づくヒストリカル・ボラティリティ（今回はn=365）
P_n ：n日前の価格（P_0は算出時点の当日価格）
m ：平均値

$$HV(n) = \sqrt{\frac{\left(\ln\left(\frac{P_0}{P_1}\right) - m\right)^2 + \left(\ln\left(\frac{P_1}{P_2}\right) - m\right)^2 + \cdots + \left(\ln\left(\frac{P_{n-1}}{P_n}\right) - m\right)^2}{n-1}} \times \sqrt{365}$$

価格の前日比の自然対数
（前日と比べた大小を同じ度合とするために自然対数を利用）
例） *P0*(当日）*=50, P1*（前日）*=100*の場合、前日差は▲*50*となり、前日比は*1/2*（▲*50%*）、
一方、*P0*(当日）*=100, P1*（前日）*=50*の場合、前日差は*+50*となり、前日比は*2*（*+100%*）、となるため、変化度合が異なる。それぞれ前日比の自然対数を取ると、いずれも±*0.693*と同値となる

年率への換算係数
（一般に、株式市場では年間の取引日として250を使用するが、今回は休日も含めた365を使用）

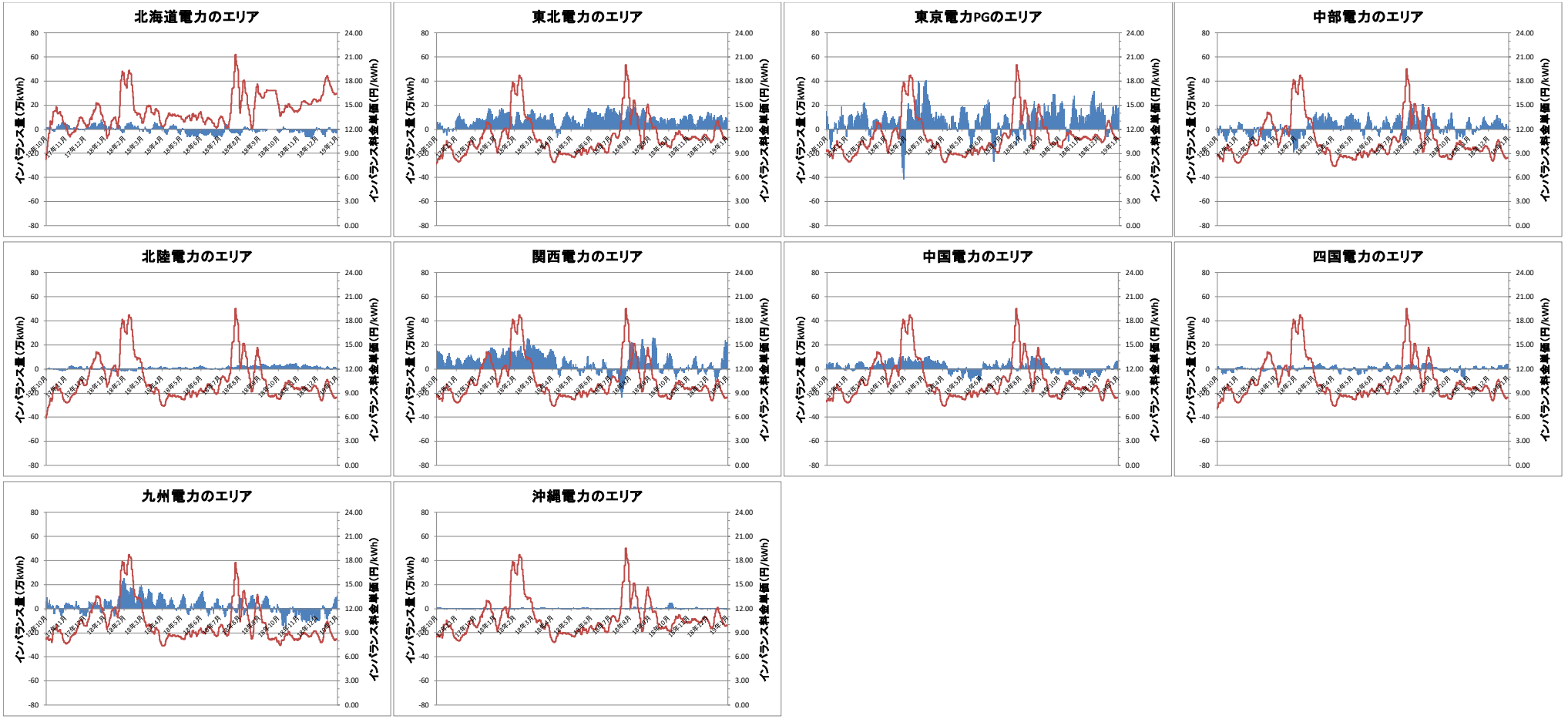
価格の前日比の自然対数の標準偏差（σ） ＝ 1日あたりのボラティリティ
（測定値（今回は価格の前日比の自然対数）のバラつき（平均値からの分布）を示し、標準偏差が小さいほど測定値が平均値周辺に集まっていることを意味する）

インバランス料金単価・インバランス量の推移

○ 各エリアのインバランス料金単価及びインバランス量の推移（7日移動平均）は次のとおり。

インバランス料金単価・インバランス量の推移
（2017年10月1日～2018年12月31日）

■ インバランス量（7日移動平均）
— インバランス料金単価（7日移動平均）



出所：旧一般電気事業者公表のインバランス料金単価・インバランス量の確報値（2019年3月1日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

（参考）インバランス算定式

○ インバランスの精算単価は、次の式によって算定されており、 JEPXの市場価格と連動したものとなっている。

（2016年4月～2017年9月）

インバランス精算単価＝（スポット市場価格と１時間前市場価格の30分毎の加重平均値）× α ＋ β

α：系統全体の需給状況に応じた調整項

・全国大でのインバランスが不足の場合： $\alpha_1>1$

・全国大でのインバランスが余剰の場合： $0<\alpha_2<1$

β：地域ごとの需給調整コストの水準差を反映する調整項

β＝当該エリアの年平均の需給調整コスト－全国の年平均の需給調整コスト

（2017年10月以降）

インバランス精算単価＝（スポット市場価格と１時間前市場価格の30分毎の加重平均値）× α ＋ β

α：系統全体の需給状況に応じた調整項

β：地域ごとの市場価格差を反映する調整項

（見直し内容）

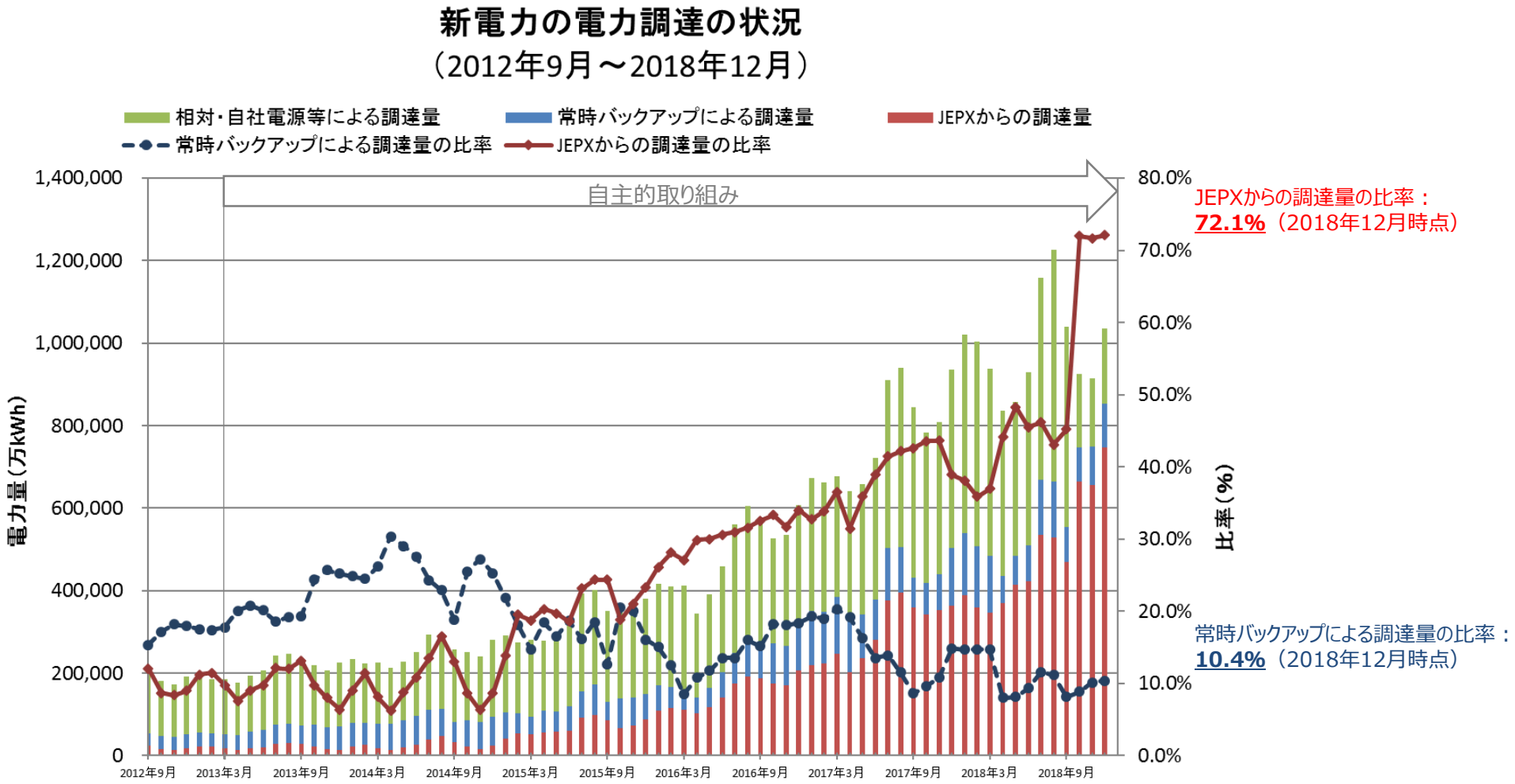
・変動幅を制限する激変緩和措置の程度を軽減（算定に用いる入札曲線の両端除外幅を20%から３%に変更）

・β値は清算月の全コマにおけるエリアプライスとシステムプライスの差分の中央値

○ 現行の制度では、余剰インバランスと不足インバランスの精算単価は同じ値となっている。

新電力の電力調達の状況

○ 新電力の電力調達状況を見ると、2018年12月時点において、JEPXからの調達量の比率は72.1%、常時バックアップによる調達量の比率は10.4%となっている。



電力市場のモニタリング報告

【2018年10月-12月期報告】

◆ 卸電力市場
- 卸電力取引所
  - スポット市場
  - 時間前市場
  - 先渡取引市場

◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
- 余剰電力の取引所への供出
- 売買両建て入札の実施
- グロス・ビディングの状況
- 時間前市場への入札可能量
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 相対取引の状況

【中長期推移報告】

◆ 卸電力市場
- 卸電力取引所
  - 約定量の推移
  - 約定価格の推移
  - 市場の指標性の推移
- 新電力の電力調達の状況

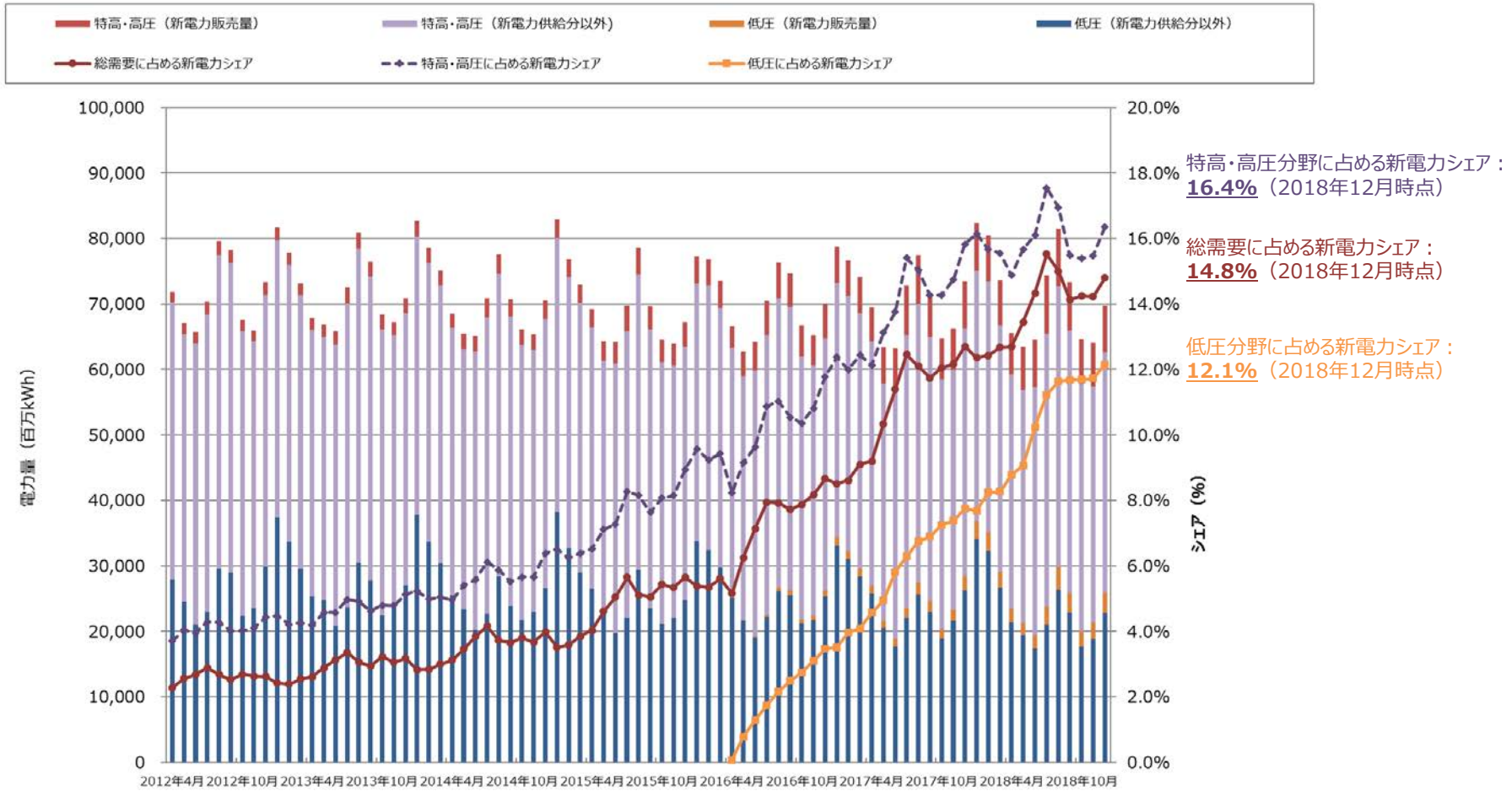
◆ 小売市場
- シェアの推移
- 部分供給の実施状況
- スイッチングの申し込み状況

新電力シェアの推移

○ 販売電力量ベースで見た新電力の市場シェアは徐々にではあるが着実に上昇している。

○ 具体的には、2018年12月時点において、総需要に占める新電力シェアは約14.8%、特高・高圧需要に占める新電力シェアは約16.4%、低圧需要に占める新電力シェアは約12.1%となっている。

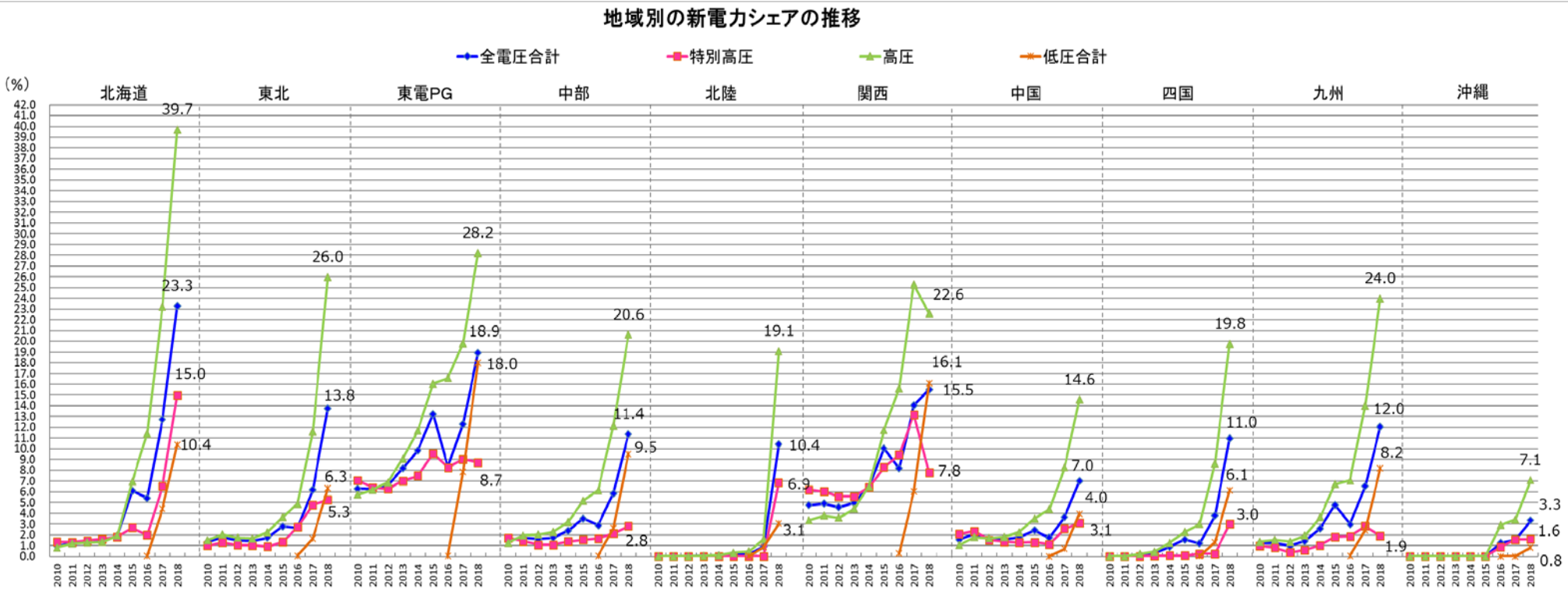
新電力の市場シェア（2012年4月～2018年12月）



出所：電力調査統計、電力取引報

地域別の新電力シェアの推移（年度別）

○ 地域別の新電力の販売電力量シェアは、概ね増加傾向にある。新電力の販売電力シェアが高い地域として、北海道、東京、関西が挙げられる。

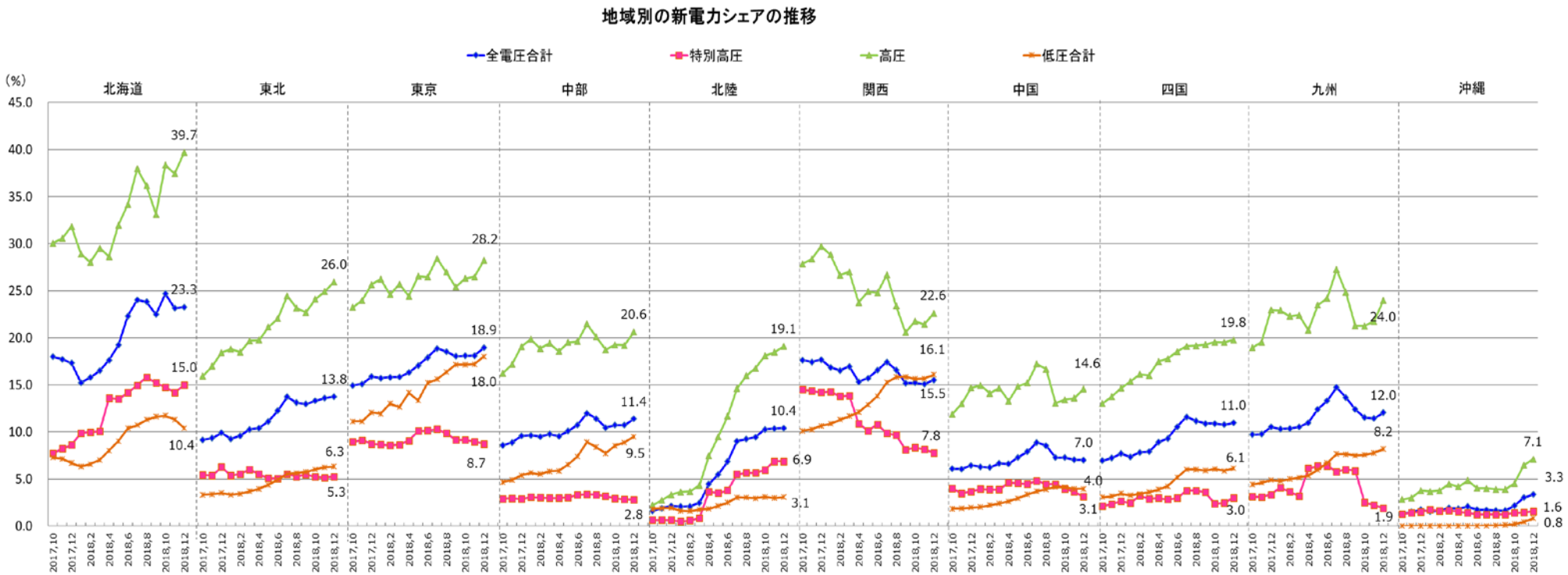


出所：電力需要調査、電力取引報
※2018年度の値は、2018年12月時点の値。

（参考）地域別の新電力シェアの推移（月別）

○ 地域別の新電力の販売電力量シェアを2017年10月から月別に見ると、概ね増加傾向であるものの、前月と比較して減少する場合もある。

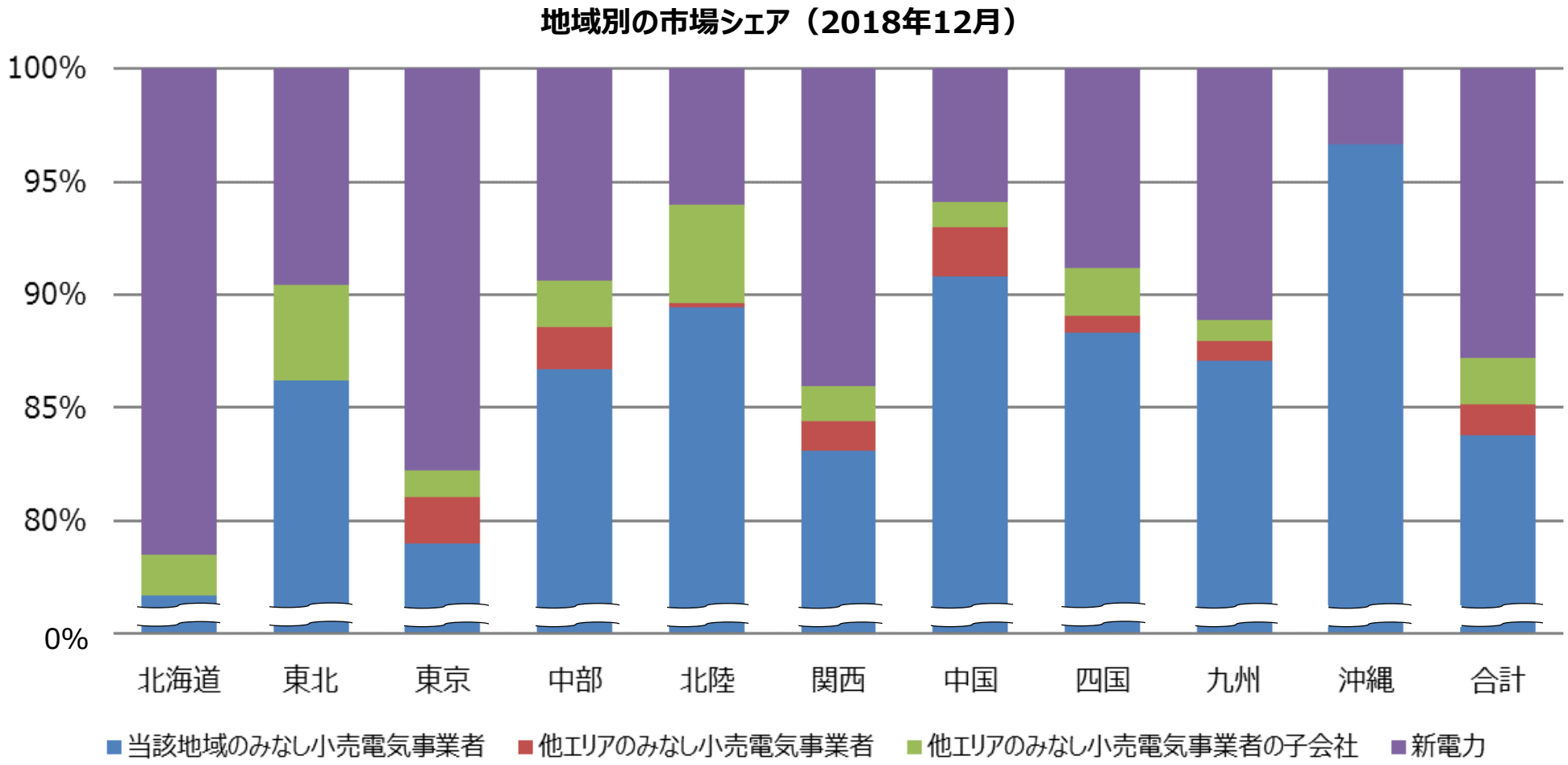
○ 関西エリアについては、特別高圧及び高圧での新電力の販売電力量シェアの減少が続いている。



出所：電力取引報

地域別の市場シェア

○ みなし小売電気事業者及びその子会社による旧供給区域外への進出は、2018年9月時点と比較すると増加。旧供給区域外への供給は全体の約3.4%。地域別では沖縄を除く全ての地域で域外供給が行われており、具体的には、北海道(約1.8%)、東北(約4.2%)、東京(約3.2%)、中部(約3.9%)、北陸(約4.5%)、関西(約2.9%)、中国(約3.3%)、四国(約2.8%)、九州(約1.8%)となっている。



出所：電力取引報

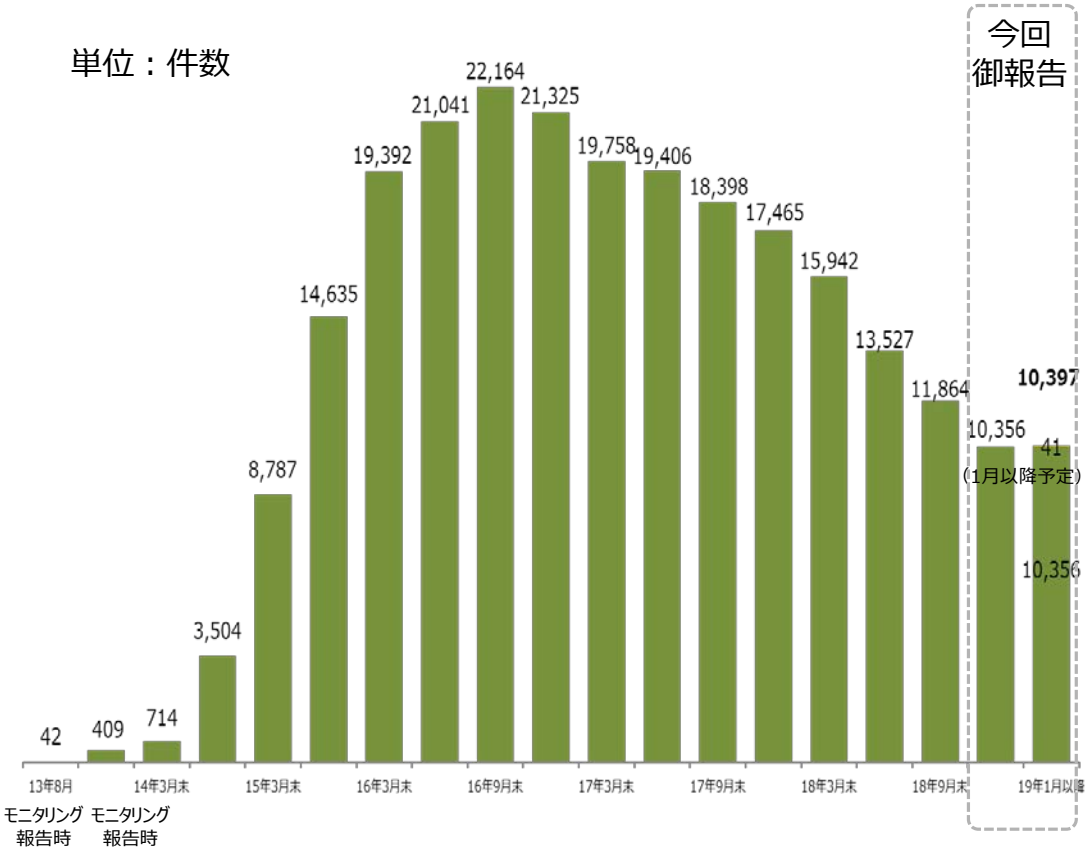
部分供給の実施状況

○ 2018年12月末時点の部分供給による供給件数は、前回モニタリング報告時（2018年7月～9月を対象）の9月末時点から減少し、約1万件であった（北陸、沖縄以外のエリアで供給件数に減少が見られた）。

○ 供給形態としては、「新たな形態※」が大半を占めている。

部分供給件数の推移

単位：件数



2018年12月末時点における部分供給件数

単位：件数

		通告型 負荷追従主体 旧一般電気事業者	通告型 負荷追従主体 新電力	横切り型 負荷追従主体 旧一般電気事業者	横切り型 負荷追従主体 新電力	その他（新たな形態）	合計
北海道	12月末		481		85	74	640
	1月以降						0
東北	12月末		78			867	945
	1月以降					3	3
東京	12月末		42		1,004		1,046
	1月以降				6		6
中部	12月末					848	848
	1月以降					2	2
北陸	12月末				41		41
	1月以降						0
関西	12月末	11	149			803	963
	1月以降						0
中国	12月末	1	39			558	598
	1月以降						0
四国	12月末		5			125	130
	1月以降						0
九州	12月末		88			4,959	5,047
	1月以降		1			27	28
沖縄	12月末			90	8		98
	1月以降	2					2
合計	12月末	12	882	90	1,138	8,234	10,356
	1月以降	2	1	0	6	32	41

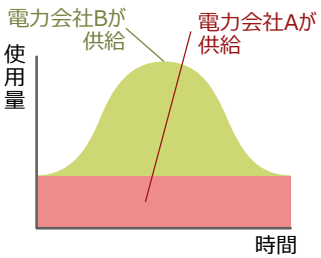
出所：旧一般電気事業者からの提供情報

※ 新たな形態とは、旧一般電気事業者（又は新電力）が一定量までの負荷追随供給を行い、新電力（又は旧一般電気事業者）が一定量以上の負荷追随供給を行う供給形態。ただし、電力会社によっては、新たな形態と従来の形態（通告型、横切り型）の件数の切り分けが出来ない場合があり、その場合は従来の形態にまとめて件数を計上している。

（参考）部分供給のパターン

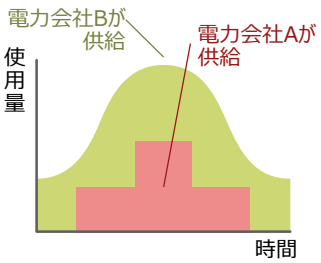
「部分供給に関する指針」に例示しているパターン

パターン①「横切り型」



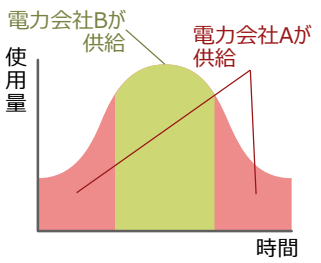
- 一般電気事業者（又は新電力）が一定量のベース供給を行い、新電力（又は一般電気事業者）が負荷追随供給を行う供給形態
  ※ ベース供給とは、負荷追随を行わず、一定量の電力供給を行う形態の電力供給を指す

パターン②「通告型」



- 新電力（又は一般電気事業者）が通告値によるベース供給を行い、一般電気事業者（又は新電力）が当該ベース供給（通告値によるもの）を除いた負荷追随供給を行う供給形態

パターン③「縦切り型」

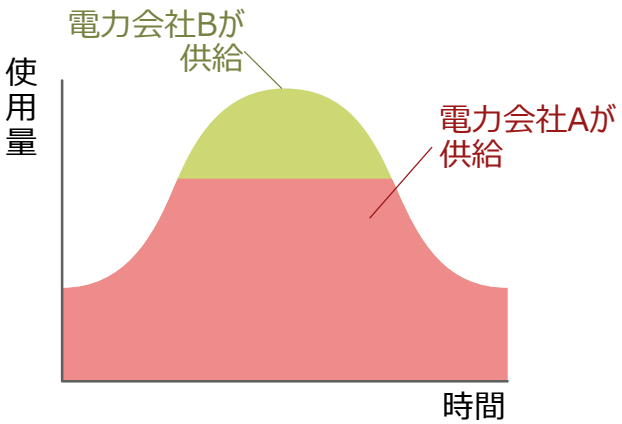


- ある電気事業者（一般電気事業者又は新電力）が一部の時間帯に負荷追随供給を行い、他の電気事業者がそれ以外の時間帯に負荷追随供給を行う形態

「新たな形態」としている部分供給パターン

一般電気事業者（又は新電力）が一定量までの負荷追随供給を行い、新電力（又は一般電気事業者）が一定量以上の負荷追随供給を行う供給形態

需要家の需要カーブは季節によっても異なることから、需要家の要求を最大限踏まえ、供給の在り方の選択肢を拡大するため、パターン①で言うベース供給を担うとされている電気事業者が、量を閾値に時間帯によっては負荷追随を行うもの



スイッチングの申し込み状況

○ 2018年12月時点での新電力への契約先の切替え（スイッチング）実績は約14.2%（約890万件）、みなし小売電気事業者の自社内の契約の切替件数（規制→自由）は約8.5%（約532万件）であり、合わせて約22.7%（約1,421万件）。

○ スイッチング率を地域別に見ると、東電PG管内（19.8%）が最も高く、次いで関電管内（17.9%）となっている。一方、中国管内（4.6%）や北陸管内（4.0%）では低調な推移となっている。

※ 広域機関のスイッチングシステムを通じた新電力への切替申込件数（2019年2月末時点）は約1083万件（全体の約17.3%）。

地域別の**スイッチング（他社切替）件数**

	他社切替実績【単位：万件】	率 ※【単位：%】
北海道	38.0	13.8
東北	38.8	7.1
東京	454.2	19.8
中部	85.7	11.3
北陸	4.9	4.0
関西	180.1	17.9
中国	16.1	4.6
四国	13.4	6.9
九州	58.3	9.4
沖縄	0.2	0.3
全国	889.8	14.2

地域別の**自社内契約切替件数**

	自社内切替実績［単位：万件］	率 ※【単位：%】
北海道	4.2	1.5
東北	15.8	2.9
東京	122.4	5.3
中部	148.7	19.5
北陸	6.9	5.6
関西	113.0	11.2
中国	51.7	14.8
四国	17.2	8.8
九州	49.8	8.0
沖縄	1.9	2.5
全国	531.5	8.5

（出所）電力･ガス取引監視等委員会 電力取引報（平成30年12月実績）

※ 平成28年3月の一般家庭等の通常の契約口数（約6,253万件）を用いて試算。なお、平成28年3月の低圧の総契約口数は約8,600万件だが、旧選択約款や公衆街路等の契約などは、実態としてスイッチングが起きることが想定されにくく、母数から除外。また、同一需要家による供給事業者の変更や、旧一般電気事業者の規制料金・自由料金メニュー間での契約種変更は、複数回行われた場合、その都度、スイッチングとしてカウントされることに留意。

電力市場のモニタリングについて

○ これまで、制度設計ワーキンググループ及び制度設計専門会合においては、計17回のモニタリング報告を実施した。

- 第1回モニタリング：2013年8月2日第1回制度設計ワーキング（2013年1月-7月中旬期報告）
- 第2回モニタリング：2013年12月9日第4回制度設計ワーキング（2013年7月中旬-11月中旬期報告）
- 第3回モニタリング：2014年6月23日第6回制度設計ワーキング（2013年11月中旬-2014年3月期報告）
- 第4回モニタリング：2014年10月30日第9回制度設計ワーキング（2014年4月-8月期報告）
- 第5回モニタリング：2015年6月25日第13回制度設計ワーキング（2014年9月-2015年3月期報告）
- 第6回モニタリング：2016年1月22日第4回制度設計専門会合（2015年4月-9月期報告）
- 第7回モニタリング：2016年6月17日第8回制度設計専門会合（2015年10月-2016年3月期報告）
- 第8回モニタリング：2016年9月27日第11回制度設計専門会合（2016年4月-2016年6月期報告）
- 第9回モニタリング：2016年12月19日第14回制度設計専門会合（2016年7月-2016年9月期報告）
- 第10回モニタリング：2017年3月31日第16回制度設計専門会合（2016年10月-2016年12月期報告）
- 第11回モニタリング：2017年6月27日第19回制度設計専門会合（2017年1月-2017年3月期報告）
- 第12回モニタリング：2017年9月29日第22回制度設計専門会合（2017年4月-2017年6月期報告）
- 第13回モニタリング：2017年12月26日第25回制度設計専門会合（2017年7月-2017年9月期報告）
- 第14回モニタリング：2018年3月29日第28回制度設計専門会合（2017年10月-2017年12月期報告）
- 第15回モニタリング：2018年6月19日第31回制度設計専門会合（2018年1月-2018年3月期報告）
- 第16回モニタリング：2018年9月20日第33回制度設計専門会合（2018年4月-2018年6月期報告）
- 第17回モニタリング：2018年12月17日第35回制度設計専門会合（2018年7月-2018年9月期報告）

○ 今回は、2018年（平成30年）10月～12月期のモニタリング報告を行った。今後も引き続き、電力市場のモニタリングを行うこととする。